*Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale,, n. 246 del 20 ottobre 2008 - Serie generale*

*Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b*
*Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma*

# GAZZETTA UFFICIALE

## DELLA REPUBBLICA ITALIANA

*PARTE PRIMA* **Roma - Lunedì, 20 ottobre 2008** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06 85081



**N. 234**

# AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

# Deliberazioni ARG/gas nn. 127/08, 128/08, 130/08, 133/08, 140/08, 141/08, 142/08; ARG/elt nn. 121/08, 122/08, 123/08, 135/08, 136/08, 137/08, 138/08, 139/08; ARG/com nn. 132/08, 134/08, 144/08; EEN n. 31/08.

# S O M M A R I O

## AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

# DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

## AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 22 settembre 2008.

**Approvazione della proposta di graduatoria delle offerte presentate nella procedura ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza di gas naturale per l'anno termico 2008-2009.** (ARG/gas 127/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 settembre 2008

**Visti:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 settembre 2006 (di seguito: decreto ministeriale 29 settembre 2006);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 gennaio 2007, n. 10/07 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 10/07);
- la deliberazione dell'Autorità 13 settembre 2007, n. 221/07 (di seguito: deliberazione n. 221/07);
- la deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008, ARG/gas 114/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 114/08);
- la nota del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità in data 22 settembre 2008, recante, tra l'altro, per ciascuna macroarea di prelievo, la proposta di graduatoria delle offerte pervenute ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione n. 10/07 (di seguito: nota 22 settembre 2008).

**Considerato che:**

- con deliberazione n. 10/07 l'Autorità ha definito la procedura ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza (di seguito: FUI) per i clienti finali di gas naturale ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04 e secondo gli indirizzi stabiliti dal decreto ministeriale 29 settembre 2006 (di seguito: la procedura);
- con deliberazione ARG/gas 114/08 l'Autorità ha modificato ed integrato la procedura definita dalla deliberazione n. 10/07 al fine di garantire, tra l'altro, un più efficiente svolgimento della procedura nonché dell'incarico di FUI;
- il resoconto allegato alla nota 22 settembre 2008 presenta, tra l'altro, una proposta di graduatoria delle istanze pervenute ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione n. 10/07.

**Ritenuto necessario e urgente:**

- approvare la proposta di graduatoria di cui alla nota 22 settembre 2008

**DELIBERA**

1. di approvare la graduatoria delle offerte di cui all'*Allegato A* del presente provvedimento;
2. di pubblicare sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 22 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**Allegato A**

| **AREA 1: Nord Piemontese (E1), Sud Piemontese e Liguria (E2)** | |
|---|---|
| Società | mc |
| 1. Eni S.p.A Divisione Gas & Power | 30'000'000 |

| **AREA 2: Lombardo orientale (C) Lombardo occidentale (D)** | |
|---|---|
| Società | mc |
| 1. Eni S.p.A Divisione Gas & Power | 30'000'000 |

| **AREA 3: Friuli-Venezia-Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G)** | |
|---|---|
| Società | mc |
| 1. Eni S.p.A Divisione Gas & Power | 30'000'000 |

| **AREA 4: Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H), Umbria e Marche (L)** | |
|---|---|
| Società | mc |
| 1. Enel Energia Spa | 30'000'000 |
| 2. Eni S.p.A Divisione Gas & Power | 30'000'000 |

| **AREA 5: Lazio (N), Marche e Abruzzo (M), Basilicata e Puglia (O), Campania (P), Calabria (Q) e Sicilia (R)** | |
|---|---|
| Società | mc |
| 1. Eni S.p.A Divisione Gas & Power | 30'000'000 |

**08A07471**

DELIBERAZIONE 22 settembre 2008.

**Proroga della validità delle tariffe di distribuzione del gas.** (ARG/gas 128/08).

## L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 settembre 2008

**Visti:**

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1990, n. 144, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 170/04);
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 173/04);
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2007, n. 225/07 (di seguito: deliberazione n. 225/07);
- il documento per la consultazione 27 febbraio 2008, DCO 4/08, in materia di "Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione" (di seguito: primo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 18 giugno 2008, DCO 20/08, in materia di "Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione - Orientamenti finali" (di seguito: secondo documento per la consultazione);
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del primo e del secondo documento per la consultazione sulla regolazione delle tariffe di distribuzione del gas diffusi nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 225/07.

**Considerato che:**

- con il 30 settembre 2008 è prevista la conclusione del secondo periodo di regolazione per i servizi di distribuzione del gas naturale, attualmente disciplinati dalla deliberazione n. 170/04 e dei gas diversi dal naturale, attualmente disciplinati con la deliberazione n. 173/04;
- con la deliberazione n. 225/07, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas;
- nell'ambito del procedimento di cui al precedente alinea sono stati diffusi in data 27 febbraio 2008 un primo documento per la consultazione e in data 18 giugno 2008 un secondo documento per la consultazione;
- nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha proposto che il terzo periodo di regolazione abbia inizio nel mese di gennaio 2009 e si concluda nel mese di dicembre dell'anno 2012;

- nel medesimo documento l'Autorità, per il periodo 1 ottobre 2008 – 31 dicembre 2008, ha proposto la definizione di una disciplina transitoria che prolunghi l'efficacia delle determinazioni tariffarie aventi scadenza in data 30 settembre 2008;
- nel secondo documento per la consultazione l'Autorità ha proposto l'applicazione, nel periodo 1 ottobre 2008 – 31 dicembre 2008, delle tariffe di distribuzione approvate per l'anno termico 2007-2008, eventualmente corrette sulla base dei volumi 2006-2007, procedendo a un riproporzionamento degli scaglioni annuali su base trimestrale;
- in risposta al secondo documento per la consultazione è stato osservato da parte degli operatori che l'ipotesi di riproporzionamento degli scaglioni annuali su base trimestrale produrrebbe una forte penalizzazione per le imprese distributrici, stante la natura degressiva della quota variabile della tariffa di distribuzione;
- in relazione alle osservazioni al secondo documento per la consultazione, che hanno sottolineato la necessità di ulteriori approfondimenti, e in relazione agli esiti delle analisi condotte nell'ambito del gruppo di lavoro istituito per la valutazione della metodologia del *modern equivalent asset value* applicata alla determinazione del valore degli *asset* dei servizi di distribuzione e misura del gas ai fini regolatori, l'Autorità intende procedere alla diffusione di un terzo documento per la consultazione;
- la diffusione di un terzo documento per la consultazione comporta un differimento dei termini previsti per la pubblicazione del provvedimento finale in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas per il terzo periodo di regolazione.

**Ritenuto inoltre che sia necessario:**

- prevedere un prolungamento dell'efficacia delle determinazioni tariffarie disposte per il secondo periodo di regolazione in materia di tariffe di distribuzione del gas naturale e dei gas diversi dal naturale aventi scadenza in data 30 settembre 2008.

**Ritenuto che sia opportuno:**

- fissare al 31 dicembre 2008 la scadenza del periodo transitorio in cui continuano ad avere efficacia le determinazioni tariffarie previste per il secondo periodo di regolazione;
- stabilire che nel periodo 1 ottobre 2008 – 31 dicembre 2008 siano applicate condizioni conformi alle proposte tariffarie approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008;
- disporre che la quota tariffaria variabile sia applicata progressivamente a partire dal primo scaglione;
- prevedere che gli scaglioni di consumo siano dimensionati con riferimento a un periodo di durata annuale

**DELIBERA**

1. di prorogare per il periodo 1 ottobre 2008 – 31 dicembre 2008 la validità delle proposte tariffarie per la distribuzione di gas naturale e di gas diversi dal naturale approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008, precisando che:
    a. l'applicazione delle quote variabili delle tariffe e delle opzioni sia effettuata progressivamente a partire dal primo scaglione;
    b. l'ampiezza degli scaglioni di cui alla precedente lettera a., per le tariffe di distribuzione di gas naturale, è pari a quella riportata nella Tabella 1 della deliberazione n. 170/04;
    c. l'ampiezza degli scaglioni di cui alla precedente lettera a., per le tariffe di distribuzione di gas diversi dal naturale, è pari a quella riportata nelle proposte tariffarie approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008;
    d. la quota QFNC relativa al quarto trimestre 2008 è fissata pari a un quarto dell'importo della medesima quota QFNC, come determinata per l'anno termico 2007-2008;
    e. le imprese distributrici versano al fondo di compensazione il saldo positivo delle quote QFNC relative al quarto trimestre 2008 entro il 31 marzo 2009;
    f. il saldo negativo delle quote QFNC relativo al quarto trimestre 2008 è versato alle imprese distributrici entro il 30 aprile 2009;
    g. le quote RE ed RS relative al quarto trimestre 2008 sono fissate pari a un quarto dell'importo delle medesime quote RE ed RS, come determinate per l'anno termico 2007-2008;
    h. le quote RE ed RS relative al quarto trimestre 2008 sono versate entro sessanta giorni dal termine del medesimo trimestre;
    i. il termine dell'affidamento alla Cassa conguaglio per il settore elettrico della gestione del Fondo di compensazione, di cui al comma 11.2 della deliberazione n. 170/04, è prorogato al 31 dicembre 2009;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 22 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**08A07472**

DELIBERAZIONE 23 settembre 2008.

**Aggiornamento dei profili di prelievo standard associati a categorie d'uso del gas naturale per l'anno termico 2008-2009, ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 2 febbraio 2007, n. 17/07.** (ARG/gas 130/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 settembre 2008

**Visti:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 17 luglio 2002, n. 137/02;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 (di seguito: deliberazione n. 138/04);
- la deliberazione dell'Autorità 5 aprile 2006, n. 70/06 (di seguito: deliberazione n. 70/06);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06;
- la deliberazione dell'Autorità 2 febbraio 2007, n. 17/07 (di seguito: deliberazione n. 17/07);
- la deliberazione dell'Autorità 2 ottobre 2007, n. 247/07 (di seguito: deliberazione n. 247/07).

**Considerato che:**

- l'articolo 7, comma 1, della deliberazione n. 138/04 dispone che l'impresa di distribuzione renda pubblici, anche tramite il proprio sito internet, profili di prelievo standard associati a categorie d'uso del gas, entrambi definiti dall'Autorità con proprio provvedimento sulla base di una metodologia unica per tutte le imprese di distribuzione;
- con la deliberazione n. 17/07 l'Autorità ha approvato i profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas per l'anno termico 2007-2008 ai sensi del citato articolo 7 della deliberazione n. 138/04.

**Ritenuto che:**

- fino all'entrata in vigore di provvedimenti inerenti la rilevazione almeno su base giornaliera dei consumi dei clienti finali sia necessario confermare il ricorso alla stima dei consumi mediante l'utilizzo di profili di prelievo standard aventi scansione temporale giornaliera;
- sia necessario aggiornare i profili di prelievo standard associati a categorie d'uso riportati nell'Allegato B della deliberazione n. 17/07 per il prossimo anno termico 2008-2009, per tener conto della diversa articolazione del calendario del succitato anno termico rispetto all'anno termico 2007 – 2008

**DELIBERA**

1. di aggiornare, per l'anno termico 2008-2009, i profili di prelievo standard associati a categorie d'uso, ai sensi della deliberazione n. 17/07 con i dati riportati in allegato al presente provvedimento, di cui costituisce parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di pubblicare sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana, ad eccezione dell'Allegato A e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 23 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

08A07473

DELIBERAZIONE 23 settembre 2008.

**Adozione di disposizioni in materia di oneri generali per la reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per la sicurezza del sistema del gas naturale di cui all'articolo 1, comma 5, del decreto-legge 25 gennaio 2006, n. 19, convertito in legge 8 marzo 2006, n. 108.** (ARG/gas 133/08).

## L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23settembre 2008

**Visti:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19, convertito in legge 8 marzo 2006, n. 108 (di seguito: legge n. 108/06) recante misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2005, n. 166/05;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 297/05 (di seguito: deliberazione n. 297/05);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 132/06 (di seguito: deliberazione n. 132/06);
- la deliberazione dell'Autorità 1 agosto 2006, n. 178/06 (di seguito: deliberazione n. 178/06);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2006, n. 311/06 (di seguito: deliberazione n. 311/06);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 178/07 (di seguito: deliberazione n. 178/07);
- la deliberazione dell'Autorità 23 ottobre 2007, n. 269/07 (di seguito: deliberazione n. 269/07);
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 277/07 (di seguito: deliberazione n. 277/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 novembre 2007, n. 295/07 (di seguito: deliberazione n. 295/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 novembre 2007, n. 296/07 (di seguito: deliberazione n. 296/07);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2008, ARG/ elt 108/08 (di seguito: deliberazione ARG/ elt 108/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08 (di seguito: deliberazione ARG/ elt 117/08);
- il documento per la consultazione "Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione - Orientamenti finali" del 18 giugno 2008.

**Considerato che:**

- in seguito alle condizioni di crisi nell'approvvigionamento di gas naturale nel periodo gennaio-marzo 2006, la legge n. 108/06 ha imposto modifiche alle condizioni di esercizio e di funzionamento delle centrali termoelettriche alimentate ad olio combustibile, con l'obiettivo di ridurre il consumo di gas naturale nel settore elettrico e di garantire la sicurezza delle forniture di gas alle famiglie e alle imprese;
- ai sensi dell'articolo 1, comma 3 della legge n. 108/06, è stata disposta, con successivi decreti ministeriali, la sospensione dall'obbligo di osservanza degli ordinari valori limite di emissioni per alcune centrali termoelettriche in grado di funzionare utilizzando olio combustibile e normalmente limitate, nel funzionamento con tale combustibile, dai rispettivi provvedimenti di autorizzazione all'esercizio;

- l'articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06 ha disposto altresì che l'Autorità definisca, a titolo di oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale, i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti per il funzionamento degli impianti di generazione alimentati ad olio combustibile; e che tali maggiori costi sostenuti includano l'onere delle compensazioni ambientali;
- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità determina le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio;
- con la deliberazione dell'Autorità n. 297/05 è stato istituito, presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: la Cassa), il Fondo per la promozione dell'interrompibilità del sistema gas (di seguito: Fondo interrompibilità), alimentato, fino al 30 settembre 2007 dal gettito derivante dall'applicazione della quota percentuale addizionale dei corrispettivi di trasporto di cui al punto 1 della medesima deliberazione e, dal 1 gennaio 2008, dal gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile $CV^I$, istituito con la deliberazione n. 277/07;
- sulla base delle informazioni ricevute dalla Cassa risultano disponibili sul Fondo interrompibilità, giacenze non ancora utilizzate;
- l'articolo 3, comma 3.2 della deliberazione n. 132/06 dispone che la Cassa è autorizzata ad utilizzare, temporaneamente ed in funzione degli obiettivi di cui al comma 5 del medesimo articolo, le giacenze esistenti presso tutti i conti di gestione istituiti presso la medesima Cassa;
- la deliberazione dell'Autorità n. 178/06 ha definito i criteri per la determinazione dei maggiori costi sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati ad olio combustibile, nel periodo gennaio-marzo 2006, demandando a successivo provvedimento le modalità di erogazione delle somme spettanti, a valere sugli oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale;
- con le deliberazioni dell'Autorità n. 178/07, 295/07, 296/07 e ARG/ELT 108/08 sono stati quantificati i corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06 da riconoscere rispettivamente alle società Enel Produzione S.p.A., Endesa Italia S.p.A., Edipower S.p.A. e Tirreno Power S.p.A., per un importo complessivo pari a 106.140.088,59 milioni di euro.

**Considerato inoltre che:**

- la deliberazione dell'Autorità n. 269/07 ha:
  a) istituito presso la Cassa il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio e ha disposto che l'importo (pari a 11 milioni di euro) relativo alla ripartizione del Fondo derivante dalle sanzioni amministrative irrogate dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato destinate a interventi di carattere sociale volti alla riduzione dei costi delle forniture di energia per usi civili a favore dei consumatori economicamente disagiati sia reso disponibile presso il suddetto conto;
  b) previsto che, con successivo provvedimento, siano definite le modalità per la gestione delle compensazioni dei maggior oneri per la fornitura di gas naturale conseguenti all'attuazione di quanto disposto dalla legge n. 108/06, destinate ai consumatori aventi diritto di accesso ai meccanismi di tutela;
  c) demandato, al fine di ridurre gli elevati oneri amministrativi non proporzionati rispetto alle somme da riconoscere al singolo cliente finale, la compensazione dei suddetti maggiori oneri, successivamente all'attivazione di specifici meccanismi a tutela dei clienti del gas naturale in condizioni economicamente disagiate;

d) previsto che gli oneri conseguenti all'applicazione delle disposizioni della legge n. 108/06 siano posti a carico degli utenti della rete di trasporto del gas mediante una maggiorazione dei corrispettivi disposta con specifico provvedimento dell'Autorità una volta completata la quantificazione degli oneri;

- la deliberazione dell'Autorità ARG/elt 117/08 ha definito le modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici disagiati, definite ai sensi del decreto interministeriale 28 dicembre 2007 prospettando, tra l'altro, l'ipotesi di applicazione al settore del gas di meccanismi di tutela analoghi a quelli sviluppati con riferimento al settore elettrico; e che sono attualmente in fase di definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico "i criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale per i clienti economicamente svantaggiati.";
- l'articolo 6 della deliberazione n. 138/03 definisce i criteri per la determinazione della componente tariffaria del trasporto delle condizioni economiche di fornitura di gas naturale che gli esercenti l'attività di vendita applicano ai clienti finali.

**Ritenuto che:**

- sia necessario prevedere, a fini di interesse generale, opportuni meccanismi di recupero dei maggior costi sostenuti, quali oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale, reperendo le risorse attraverso l'istituzione transitoria, per l'anno termico 2008-2009, di un corrispettivo unitario variabile $CV^{OC}$, addizionale al corrispettivo unitario variabile del trasporto, da applicare, senza le riduzioni previste dalla deliberazione n. 166/05, all'energia complessivamente immessa in rete;
- sia opportuno fissare per il trimestre ottobre-dicembre 2008, un valore del corrispettivo unitario variabile $CV^{OC}$ pari a 0, prevedendo che il valore di tale corrispettivo sia aggiornato trimestralmente;
- sia opportuno prevedere che l'ammontare derivante dall'applicazione del suddetto corrispettivo unitario variabile $CV^{OC}$ sia versato dalle imprese di trasporto al Fondo interrompibilità, al fine di evitare l'insorgere di ulteriori oneri per l'apertura di un nuovo fondo per il recupero dei costi per la sicurezza del sistema del gas naturale;
- sia opportuno definire le disposizioni per il versamento da parte delle imprese di trasporto dell'ammontare derivante dal corrispettivo unitario variabile $CV^{OC}$ di cui al precedente alinea;
- sia opportuno prevedere che l'Autorità definisca le modalità di gestione ed erogazione dell'ammontare accantonato nel Fondo interrompibilità al fine di riconoscere i corrispettivi di cui all'articolo 1, comma 5, della legge n. 108/06 come sopra individuati alle società Enel Produzione S.p.A., Endesa Italia S.p.A., Edipower S.p.A. e Tirreno Power S.p.A.; ed, in particolare, che l'erogazione avvenga in unica soluzione entro il 31 dicembre 2008;
- ai fini di erogare gli importi di cui al precedente alinea, consentire alla Cassa di utilizzare temporaneamente le giacenze esistenti presso i conti di gestione per far fronte ad eventuali carenze temporanee di disponibilità del Fondo interrompibilità, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti, e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro.

**Ritenuto che:**

- sia opportuno prevedere che, con successivo provvedimento, in esito alla definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico dei criteri menzionati nei considerati, l'Autorità definisca le modalità di compensazione degli oneri di cui alla legge n. 108/06 risultati a carico di clienti in stato di svantaggio economico destinando le somme disponibili presso il *Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio*;
- sia opportuno prevedere che dalla compensazione degli oneri di cui al precedente alinea siano esclusi i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione alimentate a mezzo carro bombolaio e gas diversi;
- sia necessario prevedere transitoriamente che, per il periodo 1 ottobre 2008 - 30 settembre 2009, alla quota relativa al costo di trasporto $QTV^k$ di cui all'articolo 6, comma 6.2, della deliberazione n. 138/03 sia sommato il valore del corrispettivo unitario variabile $CV^{OC}$

**DELIBERA**

1. di istituire transitoriamente per l'anno termico 2008-2009 un corrispettivo unitario variabile $CV^{OC}$ addizionale al corrispettivo unitario variabile $CV$, di cui all'articolo 13 della deliberazione n. 166/05, prevedendo che tale corrispettivo sia aggiornato con cadenza trimestrale;
2. di fissare per il trimestre ottobre-dicembre 2008 il valore del corrispettivo unitario variabile $CV^{OC}$ di cui al punto 1 pari a 0 (zero) (€/GJ);
3. di prevedere che l'ammontare derivante dall'applicazione del corrispettivo $CV^{OC}$ di cui al punto 1 sia versato al Fondo per la promozione dell'interrompibilità del sistema gas, istituito presso la Cassa con deliberazione n. 297/05, entro 90 (novanta) giorni dalla fine di ciascun mese di applicazione;
4. di prevedere che le imprese di trasporto trasmettano alla Cassa con cadenza mensile i dati relativi all'ammontare derivante dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile $CV^{OC}$, con indicazione dei periodi di competenza, del corrispettivo unitario di trasporto applicato e dell'energia associata al gas immesso in rete;
5. di prevedere che la Cassa eroghi in un'unica soluzione gli importi spettanti alle società Enel Produzione S.p.A., Endesa Italia S.p.A., Edipower S.p.A. e Tirreno Power S.p.A. secondo quanto disposto rispettivamente con le deliberazioni dell'Autorità n. 178/07, 295/07, 296/07 e ARG/ELT 108/08, prevedendo che l'erogazione avvenga con un unico versamento entro il 31 dicembre 2008;
6. di autorizzare la Cassa ad utilizzare temporaneamente, ai fini di quanto disposto al punto 5, le giacenze relative ai conti di gestione istituiti presso la Cassa;
7. di prevedere che le modalità di compensazione degli oneri di cui alla legge n. 108/06 risultati a carico di clienti in stato di svantaggio economico venga definita nell'ambito della disciplina della compensazione sociale, destinando le somme disponibili presso il *Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio*;
8. di prevedere transitoriamente per il periodo 1 ottobre 2008- 30 settembre 2009 che alla quota relativa al costo di trasporto $QTV^k$ di cui all'articolo 6, comma 6.2, della deliberazione n. 138/03 sia sommato il valore del corrispettivo $CV^{OC}$ di cui al punto 1.;
9. di trasmettere il presente provvedimento alla Cassa;

10. di trasmettere il presente provvedimento a Enel Produzione S.p.A., con sede legale in Viale Regina Margherita n. 125, 00198 Roma, a Endesa Italia S.p.A., con sede legale in via Mangili n. 9 – 00197 Roma, a Edipower S.p.A. presso la sede amministrativa in Viale Italia, 592 - 20099 Sesto San Giovanni (MI), a Tirreno Power S.p.A., con sede legale in Via Barberini n. 47, 00187 Roma;
11. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 23 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**08A07474**

DELIBERAZIONE 29 settembre 2008.

**Condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui alla deliberazione n. 138/03: aggiornamento componente trasporto per il periodo dal 1º ottobre 2008-30 settembre 2009 e proroga del termine relativo alla revisione della componente vendita al dettaglio.** (ARG/gas 140/08).



L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 settembre 2008

**Visti:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 12 dicembre 2002, n. 207/02 (di seguito: deliberazione n. 207/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2006, n. 297/06;
- la deliberazione dell'Autorità 9 luglio 2007, n. 169/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 240/07;
- il documento per la consultazione 30 novembre 2007, atto n. 48/07 (di seguito: documento per la consultazione 30 novembre 2007);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 347/07 (di seguito: deliberazione n. 347/07);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2008, ARG/gas n. 102/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 102/08);
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 128/08);
- la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2008, ARG/gas 133/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 133/08).

**Considerato che:**

- la deliberazione n. 138/03 definisce i criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura di gas naturale che gli esercenti l'attività di vendita al dettaglio di gas applicano ai clienti finali di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 207/02, come integrato e modificato dall'articolo 2 della deliberazione n. 138/03 e dall'articolo 6 della deliberazione n. 134/06;
- l'articolo 6, comma 6.2, della deliberazione n. 138/03 dispone che la componente trasporto delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale sia costituita dal costo medio ponderato relativo ai corrispettivi della tariffa di trasporto;
- l'articolo 6, comma 6.3, della medesima deliberazione dispone che il corrispettivo medio unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti (CPe) sia definito, prima dell'inizio di ciascun anno termico, con provvedimento dell'Autorità;
- con la deliberazione ARG/gas 102/08, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto del gas naturale per l'anno termico 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009;

- con la deliberazione ARG/gas 133/08, l'Autorità ha istituito, per l'anno termico 2008-2009, un corrispettivo unitario variabile $CV^{OC}$, addizionale al corrispettivo variabile di trasporto, da applicare, senza le riduzioni previste dalla deliberazione n. 166/05, all'energia complessivamente immessa in rete ed ha fissato il valore di tale corrispettivo, per il trimestre ottobre-dicembre 2008, ad un livello pari a 0.

**Considerato inoltre che:**

- l'articolo 8 della deliberazione n. 138/03 stabilisce le modalità per la determinazione della componente delle condizioni economiche di fornitura relativa alla vendita al dettaglio (di seguito: componente QVD);
- nel documento per la consultazione 30 novembre 2007 è stata, tra l'altro, proposta una possibile revisione dell'articolazione della componente QVD, tenendo conto di alcuni elementi tipici degli scaglioni di consumo vigenti per la distribuzione, unitamente alla possibile omogeneizzazione della medesima componente a livello nazionale a partire dal 1 ottobre 2008, in concomitanza con l'inizio del nuovo anno termico e del nuovo periodo regolatorio della distribuzione, anche al fine di eliminare le differenziazioni per ambito tariffario che non rispecchiano diversità dei costi di commercializzazione effettivamente esistenti;
- con la deliberazione n. 347/07, l'Autorità:
  a) ha modificato le disposizioni dell'articolo 8 della deliberazione n. 138/03, stabilendo che, con decorrenza 1 gennaio 2008, la componente QVD sia costituita da un corrispettivo fisso e da uno variabile coincidente, in una prima fase, con i corrispettivi unitari attualmente esistenti in ciascun ambito tariffario;
  b) ha conferito mandato al Direttore della Direzione Mercati affinché, attraverso monitoraggi, approfondimenti e verifiche valuti la possibilità di omogeneizzare i corrispettivi a livello nazionale a partire dal 1 ottobre 2008;
- con la deliberazione ARG/gas 128/08 l'Autorità ha previsto un periodo transitorio in cui continuano ad avere efficacia le determinazioni tariffarie relative alla distribuzione di gas naturale previste per il secondo periodo di regolazione, con scadenza 31 dicembre 2008.

**Ritenuto che:**

- sia necessario aggiornare il corrispettivo medio unitario CPe relativamente al periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009;
- sia necessario sommare, per il periodo 1 ottobre 2008 - 30 settembre 2009, il valore del corrispettivo $CV^{OC}$ alla quota relativa al costo di trasporto $QTV^{K}$ di cui all'articolo 6, comma 2 della deliberazione n. 138/03;
- sia necessario prevedere che l'eventuale revisione della componente QVD avvenga secondo una tempistica compatibile con l'adozione delle disposizioni relative al terzo periodo regolatorio della distribuzione e alla definizione dell'assetto dell'attività di misura

**DELIBERA**

1. di stabilire che, per il periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009, il valore del corrispettivo medio unitario $CP_e$ della componente trasporto delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, di cui all'articolo 6, comma 6.2, della deliberazione n. 138/03, sia pari a 1,076905 €/a/Smc/g;
2. di modificare la deliberazione n. 138/03 nei termini sotto indicati:
   - all'articolo 6, comma 2, la formula $QTV^K$, è sostituita con la seguente formula:

$$QTV^{k} = 0{,}071908 \times \left( \frac{CP_e}{0{,}9} + \left(2{,}592592 \times CP_e^{stocc} + 1{,}813880 \times CP_u^{stocc}\right) + \frac{CP_u + CR_r}{0{,}27} \right) + CV + CV^{p} + CV^{I} + CV^{OC}$$

   - all'articolo 6, comma 2, dopo l'espressione "$CV^I$ è il corrispettivo unitario variabile del trasporto per la contribuzione al contenimento dei consumi di gas;" è inserita la seguente espressione "$CV^{OC}$ è il corrispettivo unitario variabile, transitorio per l'anno termico 2008-2009, per la contribuzione alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per la sicurezza del sistema del gas naturale nell'anno termico 2005-2006;"
3. di prorogare il mandato al Direttore della Direzione Mercati affinché attraverso approfondimenti e verifiche valuti la possibilità di modificare la componente QVD successivamente all'avvio del terzo periodo regolatorio della distribuzione del gas e alla definizione del nuovo assetto dell'attività di misura;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo della deliberazione n. 138/03 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 29 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**08A07475**

DELIBERAZIONE 29 settembre 2008.

**Condizioni economiche di fornitura del gas naturale per clienti in regime di tutela: aggiornamento per il trimestre ottobre-dicembre 2008.** (ARG/gas 141/08).



## L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 settembre 2008

**Visti:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02 (di seguito: deliberazione n. 195/02) , come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02 (di seguito: deliberazione n. 207/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06;
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07;
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008, ARG/gas 52/08;
- la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2008, ARG/gas 84/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 84/08);
- la deliberazione dell'Autorità 1 luglio 2008, ARG/gas 89/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 89/08);
- la deliberazione dell'Autorità 24 luglio 2008, ARG/gas 100/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 100/08).

**Considerato che:**

- l'articolo 1, comma 3 del decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73, come modificato dalla legge di conversione 3 agosto 2007, n.125 prevede, tra l'altro, che l'Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità "a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta";
- tale previsione conferma l'assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità con le deliberazioni n. 195/02, n. 207/02 e n. 138/03.

**Considerato inoltre che:**

- con la deliberazione n. 79/07 l'Autorità ha rideterminato i criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, riprovvedendo agli aggiornamenti relativi al periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 ed il 31 marzo 2007;
- con la deliberazione ARG/gas 89/08 l'Autorità ha definito le modalità di effettuazione dei conguagli di cui al comma 1.10 della suddetta deliberazione n. 79/07 da parte degli esercenti la vendita al dettaglio;

- con al deliberazione ARG/gas 100/08 l'Autorità ha tra l'altro prorogato sino al 30 settembre 2009 il periodo di applicazione del comma 1.3.1, lettere a e b, della deliberazione n. 195/02, ritenendo opportuno continuare l'attività istruttoria del procedimento avviato con la deliberazione n. 208/07 relativamente ai meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del CCI;
- rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 84/08 l'indice dei prezzi di riferimento It, relativo al gas naturale, ha registrato una variazione maggiore, in valore assoluto, del 2,5%.

**Ritenuto che sia necessario:**

- per il trimestre ottobre-dicembre 2008, in virtù della variazione dell'indice It sopra riportata rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 84/08, modificare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 138/03, relativamente al corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della medesima deliberazione

**DELIBERA**

**Articolo 1**

*Disposizioni relative all'aggiornamento per il quarto trimestre (1ottobre 31 dicembre) 2008 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale*

Per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2008, le condizioni economiche di fornitura del gas naturale, determinate ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) n. 138/03, relativamente al corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della medesima deliberazione, aumentano di 0,0991 centesimi di euro/MJ (0,991 euro/GJ); tale aumento è pari a 3,8173 centesimi di euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/mc.

**Articolo 2**

*Pubblicazione ed entrata in vigore*

Il presente provvedimento, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), entra in vigore dal 1 ottobre 2008.

Milano, 29 settembre 2008

*Il presidente:* Ortis

**08A07476**

DELIBERAZIONE 29 settembre 2008.

**Aggiornamento per il trimestre ottobre-dicembre 2008 delle tariffe di fornitura dei gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata.** (ARG/gas 142/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 settembre 2008

**Visti:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 52/99);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/gas 41/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 41/08);
- la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2008, ARG/gas 83/08.

**Considerato che:**

- rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 41/08, l'indice $J_t$ , relativo ai gas di petrolio liquefatti ed agli altri gas, non ha registrato una variazione, in valore assoluto, maggiore del 5%.

**Ritenuto che:**

- sia necessario, per il trimestre ottobre-dicembre 2008, confermare le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti e degli altri gas di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione n. 52/99

**DELIBERA**

1. di confermare, per il quarto trimestre (ottobre - dicembre) 2008, le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99, come aggiornate per il trimestre aprile – giugno 2008 dalla deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/gas 41/08
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), la presente deliberazione, che entra in vigore dal 1 ottobre 2008.

Milano, 29 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**08A07477**

DELIBERAZIONE 11 settembre 2008.

**Approvazione del valore del fattore di correzione specifico aziendale relativo alla società AEM Elettricità S.p.A. dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione per l'anno 2004, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 giugno 2004, n. 96/04 come successivamente modificata e integrata.** (ARG/elt 121/08).

## L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'11 settembre 2008

**Viste:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 (di seguito: dPR n. 244/01);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04 (di seguito: Testo integrato), e in particolare l'articolo 49;
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04 (di seguito: deliberazione n. 96/04), come successivamente modificata e integrata;
- le Modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo integrato - Periodo di regolazione 2004-2007, approvate con deliberazione n. 96/04 (di seguito: l'allegato A alla deliberazione n. 96/04);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2004, n. 242/04;
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2005, n. 115/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 202/05;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2005, n. 285/05;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 202/06;
- la deliberazione dell'Autorità 15 febbraio 2007, n. 30/07;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2007 n. 109/07;
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007 n. 316/07;
- la deliberazione dell'Autorità 4 febbraio 2008, ARG/elt 8/08;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008 ARG/elt 21/08;
- la deliberazione dell'Autorità 1 agosto 2006, n. 177/06, recante avvio di procedimento per l'ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato 17 gennaio 2006, n. 2974/06, n. 2975/06, n. 2976/06, n. 2977/06, n. 2978/06, n. 2980/06, n. 3504/06 (di seguito: deliberazione n. 177/06);
- la comunicazione del 7 agosto 2008 dell'Autorità alla società AEM Elettricità S.p.A. delle risultanze istruttorie del procedimento (prot. Autorità 024211).

**Considerato che:**

- il comma 49.1 del Testo integrato istituisce il regime di perequazione specifico aziendale, destinato a coprire gli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi del regime generale di perequazione, di cui alla parte III, sezione I, del medesimo Testo integrato;
- ai fini della determinazione dell'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale, il comma 49.3 del Testo integrato prevede che vengano condotte specifiche istruttorie;

- la deliberazione n. 96/04:
  a. ha definito le modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo integrato - Periodo di regolazione 2004-2007;
  b. ha previsto la possibilità di avvalersi della Cassa per le attività propedeutiche alle decisioni di competenza dell'Autorità, nonché per l'organizzazione della struttura tecnica attraverso la quale l'Autorità effettua le verifiche di ammissibilità e l'attività istruttoria;
- ai sensi del comma 4.1 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, con comunicazione del 29 dicembre 2004 (prot. n. Autorità 029093 del 30 dicembre 2004) AEM Elettricità S.p.A. ha presentato istanza di ammissione al regime di perequazione specifico aziendale;
- ai sensi del comma 3.2 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, la Cassa ha istituito un'apposita Commissione di esperti per la verifica dell'ammissibilità dell'istanza di cui al precedente alinea e per lo svolgimento della relativa istruttoria individuale;
- ai sensi dell'articolo 9 del Testo integrato, AEM Elettricità S.p.A. ha effettuato la dichiarazione dei ricavi ammessi effettivi ed eccedentari, relativi all'anno 2004 (prot. Autorità n. 016546 del 29 luglio 2005);
- la Cassa ha comunicato all'Autorità l'ammontare relativo al regime di perequazione generale di competenza di AEM Elettricità S.p.A., per l'anno 2004 (prot. Autorità 003038 del 7 febbraio 2007);
- il comma 14.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 96/04 prevede che gli esiti delle istruttorie possono essere testati con metodi statistico-econometrici, anche al fine di assicurare il rispetto del principio di non discriminazione tra imprese distributrici;
- con comunicazione del 12 luglio 2005 (prot Autorità n. 016097 del 25 luglio 2005) Federutility ha espresso la volontà di avviare lo studio di un caso aziendale volto alla definizione di una metodologia di valutazione del capitale investito delle reti acquisite, qualora non fossero disponibili i costi storici originari degli stessi, indicando la società AEM Elettricità Spa, previo consenso dei rappresentati della stessa, come oggetto del predetto caso di studio;
- in considerazione delle difficoltà nella valutazione delle partite economiche e patrimoniali emerse nell'ambito del procedimento per ottemperanza alla decisione del Consiglio di Stato 17 gennaio 2006, n. 2980/06, avviato con deliberazione n. 177/06, con comunicazione datata 7 novembre 2007 (prot. Autorità EF/M07/5248/fg) la Direzione tariffe ha prospettato ad AEM Elettricità S.p.A. un metodo di valutazione del capitale investito che prevede:
  - per il ramo acquisito l'utilizzo dei valori stratificati di costo storico, rivalutati, forniti da Enel e di fondi di ammortamento coerenti con quelli già utilizzati per le determinazioni tariffarie;
  - per il ramo storico, l'utilizzo dei valori stratificati di costo storico forniti dall'impresa e, per gli anni in cui non esistono riscontri bilancistici relativi ai fondi di ammortamento tecnico-economici, dei fondi di ammortamento ricalcolati sulla base di aliquote di ammortamento coerenti con quelle riscontrate nel corso delle istruttorie di perequazione specifica aziendale già concluse;
- con comunicazione del 14 novembre 2007 l'AEM Elettricità S.p.A. ha aderito alla metodologia prospettata e ha confermato l'impossibilità di reperire riscontri circa le aliquote di ammortamento economico-tecnico antecedentemente al più vecchio bilancio certificato (prot. Autorità 030734 del 15 novembre 2007);

- ai sensi del comma 4.4 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, la Cassa ha comunicato all'Autorità, in data 10 giugno 2008, (prot. Autorità n. 017171 del 11 giugno 2008), le risultanze istruttorie relative alla ammissibilità dell'istanza di AEM Elettricità S.p.A.;
- ai sensi del comma 4.5 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, in data 17 giugno 2008 l'Autorità ha comunicato ad AEM Elettricità S.p.A. l'ammissione al regime di perequazione specifico aziendale e il valore dello scostamento rilevato (prot. Autorità n. 017707);
- con comunicazione datata 26 giugno 2008 (prot. Autorità n. 018950 del 26 giugno 2008), l'AEM Elettricità S.p.A. ha fatto pervenire all'Autorità ed alla Cassa le informazioni di cui al comma 4.7 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04;
- ai sensi dell'articolo 4, comma 2 del dPR n. 244/01, con comunicazione del 30 giugno 2008 (prot. Autorità n. 019171) l'Autorità ha comunicato ad AEM Elettricità S.p.A. l'avvio del procedimento per la determinazione del fattore di correzione *Csa*;
- con comunicazione datata 11 luglio 2008 (prot. Autorità n. 020524) l'Autorità ha trasmesso alla Cassa il manuale operativo per la valutazione delle variabili esogene riconosciute nell'ambito delle istruttorie di perequazione specifica aziendale;
- ai sensi del comma 5.5 dell'allegato A alla deliberazione n. 96/04, la Cassa ha comunicato all'Autorità gli esiti dell'attività istruttoria sull'istanza di AEM Elettricità S.p.A. (prot. Autorità n. 023514 del 4 agosto 2008; prot. Cassa 1632 del 1 agosto 2008);
- ai sensi del comma 5.8 dell'Allegato A alla deliberazione n. 96/04, l'Autorità ha comunicato ad AEM Elettricità S.p.A. il *Csa* definitivo in data 7 agosto 2008 (prot. Autorità 024211);
- la società AEM Elettricità Spa non si è avvalsa della facoltà di richiedere l'audizione finale, ai sensi dell'articolo 10, comma 5, del dPR n.244/01.

**Ritenuto:**

- di valutare il capitale investito sulla base di una metodologia che prevede per il ramo storico, l'utilizzo dei valori stratificati di costo storico forniti dall'impresa e, per gli anni in cui non esistono riscontri di bilancio relativi ai fondi di ammortamento tecnico-economici, dei fondi di ammortamento ricalcolati sulla base di aliquote di ammortamento coerenti con quelle riscontrate nel corso delle istruttorie di perequazione specifica aziendale già concluse;
- sulla base della documentazione istruttoria e tenuto conto della dichiarazione di AEM Elettricità S.p.A. di non volersi avvalere degli effetti delle decisioni del Consiglio di Stato, in merito ai ricorsi avversi alla deliberazione dell'Autorità n. 96/04, e delle altre osservazioni e informazioni fornite, di fissare il coefficiente Csa, per l'anno 2004, pari a 0,1391

**DELIBERA**

1. di determinare il fattore di correzione specifico aziendale dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione, di cui al comma 49.3 del Testo integrato, per la società AEM Elettricità S.p.A., per l'anno 2004, pari a 0,1391;

2. di disporre che la Cassa conguaglio per il settore elettrico corrisponda alla società AEM Elettricità S.p.A. l'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale per l'anno 2004 sulla base del fattore di cui al punto 1. e del ricavo ammesso perequato, comunicato dall'Autorità;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dal giorno della sua pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica dello stesso.

Milano, 11 settembre 2008

*Il presidente:* Ortis

**08A07478**

DELIBERAZIONE 11 settembre 2008.

**Modifiche all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007, n. 156/07 (TIV) e alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 dicembre 2007, n. 337/07, in merito alle procedure concorsuali e alla prestazione del servizio di salvaguardia.** (ARG/elt 122/08).

## L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'11 settembre 2008

**Visti:**

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 23 novembre 2007 recante modalità e criteri per assicurare il servizio di salvaguardia di cui all'articolo 1, comma 4, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: decreto 23 novembre 2007);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 337/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 337/07);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 42/08);
- la deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008, ARG/elt 116/08.

**Considerato che:**

- la deliberazione 337/07 definisce le procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di salvaguardia (di seguito: procedure per la salvaguardia) stabilendo, tra l'altro, che l'Autorità, entro il 15 settembre di ciascun anno in cui si svolgono tali procedure, possa modificare la composizione delle aree territoriali per l'erogazione del medesimo servizio;
- le procedure per la salvaguardia devono produrre esiti il più possibile concorrenziali e, pertanto, promuovere la più ampia partecipazione di soggetti in grado di assolvere agli obblighi di erogazione del servizio alle condizioni fissate dall'Autorità;
- tra gli elementi che concorrono a garantire le finalità di cui al precedente alinea si possono annoverare:
  - il numero e la composizione delle aree territoriali;
  - la possibilità per tutti i soggetti partecipanti di potere valutare con sufficiente grado di precisione il valore atteso del costo che l'assegnatario dovrà sostenere per erogare il servizio, rimuovendo anche, per quanto possibile, eventuali asimmetrie informative;
  - i requisiti minimi per la partecipazione alle procedure per la salvaguardia;
  - l'ammontare delle garanzie prestate dai soggetti assegnatari;

- in particolare, un eccessivo dimensionamento delle aree territoriali potrebbe comportare una riduzione della concorrenzialità delle procedure per la salvaguardia, a causa del rischio, posto su operatori di dimensioni medie e piccole, di dover servire un numero eccessivo di clienti;
- l'aumento della concorrenzialità delle procedure per la salvaguardia si realizza altresì permettendo ai partecipanti di definire il numero massimo di aree che intendono servire, indipendentemente dal numero di aree per le quali hanno presentato la migliore offerta;
- il passaggio dei clienti che usufruiscono del servizio di salvaguardia dall'esercente uscente al nuovo esercente può essere particolarmente critico e i relativi flussi informativi devono essere tali da consentire al nuovo esercente di essere messo rapidamente in condizioni di operare;
- gli obblighi legati all'erogazione del servizio e gli obblighi di comunicazione che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a rispettare sono definiti in parte nella deliberazione n. 337/07 e in parte nel TIV.

**Ritenuto necessario:**

- rivedere la composizione delle aree territoriali di cui della deliberazione n. 337/07, aumentandone il numero, nel rispetto dei requisiti di omogeneità di cui al decreto 23 novembre 2007, al fine di diminuire il numero dei punti di prelievo potenzialmente da servire per ciascuna area in modo tale da consentire la più ampia partecipazione dei soggetti;
- modificare la procedura per la salvaguardia per consentire agli operatori di effettuare offerte su più aree territoriali e di definire nel contempo:
  i. il numero massimo di aree territoriali per le quali i medesimi soggetti intendono prestare il servizio di salvaguardia;
  ii. un numero progressivo indicante il grado di priorità di scelta delle aree nel caso che il soggetto abbia presentato la migliore offerta per un numero di aree maggiore del numero massimo di cui al precedente punto i.;
- modificare le procedure per la salvaguardia prevedendo che il numero massimo di aree servibili sia proporzionale al numero di clienti serviti dal medesimo soggetto nell'anno precedente;
- rivedere l'ammontare delle garanzie da prestare ai fini del corretto adempimento degli obblighi degli assegnatari;
- includere l'indirizzo di esazione dei clienti finali serviti in salvaguardia nel passaggio di informazioni dall'esercente uscente al nuovo esercente, al fine di garantire una maggiore completezza delle medesime informazioni;
- prevedere che l'impresa distributrice confermi al nuovo esercente la salvaguardia che subentra nella fornitura del servizio, con le stesse tempistiche dello *switching* di cui alla deliberazione ARG/elt 42/08, l'avvenuto passaggio dei punti di prelievo dei clienti in salvaguardia al suo punto di dispacciamento;
- prevedere che tutti gli obblighi di erogazione del servizio da parte degli esercenti la salvaguardia siano disciplinati nelle disposizioni del TIV, modificando a tal fine il TIV e la deliberazione n. 337/07

**DELIBERA**

. di modificare il TIV nei termini sotto indicati:

a) al comma 1 è aggiunta la seguente definizione:
   - **"deliberazione ARG/elt 42/08** è la deliberazione dell'Autorità 31 marzo 2008, ARG/elt 42/08"

b) al comma 4.3bis, alla lettera d) dopo le parole "cliente finale" sono aggiunte le parole "e indirizzo di esazione";

c) al comma 4.7, alla lettera c) dopo le parole "servizio di salvaguardia" sono aggiunte le parole "e le modalità di aggiornamento";

d) il comma 15.1 è sostituito dal seguente comma:
   "15.1 L'esercente la salvaguardia eroga il servizio secondo le condizioni minime di cui al presente articolo."

e) dopo il comma 15.1 è aggiunto il seguente comma:

"15.1bis Entro 3 (tre) giorni lavorativi dall'inizio dell'erogazione del servizio di salvaguardia, il nuovo esercente la salvaguardia comunica a ciascun cliente finale servito:
   a) di essere il nuovo esercente la salvaguardia individuato ai sensi delle procedure concorsuali di cui alla legge n. 125/07;
   b) le condizioni economiche relative al servizio di salvaguardia e le modalità di aggiornamento;
   c) l'indirizzo *internet* e i recapiti telefonici del medesimo esercente la salvaguardia cui il cliente può rivolgersi per ottenere le necessarie informazioni."

f) al comma 15.2 le parole "del comma 6.6" sono sostituite dalle parole "dell'articolo 5, comma 5.6,";

g) dopo il comma 15.5 sono aggiunti i seguenti commi:
   "15.6 Gli esercenti la salvaguardia individuati tramite le procedure concorsuali applicano:
   a) per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.2, lettera c) del TIT, le disposizioni di cui alla deliberazione n. 200/99 e alla deliberazione n. 152/06;
   b) per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.2, lettera e) del TIT, le disposizioni di cui alla deliberazione n. 200/99;
   c) per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.2, lettere b), d), f) e g) del TIT le disposizioni al comma 15.7.

   15.7 Le condizioni minime contrattuali per le tipologie contrattuali di cui al comma 15.6, lettera c) devono contenere le seguenti previsioni:
   a) la fatturazione dei consumi avviene con periodicità almeno mensile con riferimento ai consumi, effettivi o stimati, dei mesi precedenti. I documenti di fatturazione devono riportare almeno le seguenti informazioni:
      i. tipologia del contratto e caratteristiche della fornitura;
      ii. periodo di riferimento della fattura e consumi;
      iii. modalità di pagamento e di aggiornamento dei corrispettivi.
   b) il termine di scadenza per il pagamento della fattura non può essere inferiore a 20 (venti) giorni dalla data di emissione della fattura medesima;
   c) il cliente è tenuto al pagamento della fattura nel termine in essa indicato. Qualora il cliente non rispetti tale termine, l'esercente la salvaguardia può richiedere al cliente medesimo, oltre al corrispettivo dovuto, la corresponsione degli interessi di mora, calcolati su base annua, in misura non superiore al tasso ufficiale di riferimento stabilito dalla Banca centrale europea aumentato del 3,5 %;
   d) il pagamento della fattura, se avviene entro i termini di scadenza presso i soggetti autorizzati dall'esercente e con le modalità da quest'ultimo indicate, libera il cliente dai suoi obblighi.

15.8 Con riferimento a tutte le tipologie contrattuali, in deroga a quanto previsto dalla deliberazione n. 200/99, è facoltà dell'esercente la salvaguardia richiedere al cliente, contestualmente alla comunicazione di cui al comma 15.1bis o alla comunicazione di cui al comma 4.7, la prestazione di apposita garanzia finanziaria. In ogni caso, l'esercente non può richiedere al cliente alcuna somma a titolo di anticipo sui consumi.

15.9 L'ammontare della garanzia di cui al precedente comma 15.8, è determinato dall'esercente la salvaguardia in misura non superiore alla migliore stima dei corrispettivi dovuti per 1 (uno) periodo di fatturazione (mese o bimestre) ed è versato dal cliente contestualmente al pagamento della prima fattura. In caso di connessioni non permanenti alla rete (forniture straordinarie), è facoltà dell'esercente la salvaguardia richiedere il deposito cauzionale al momento della stipula del contratto.

15.10 Fatte salve le disposizioni di cui al comma 15.7, lettera c), i corrispettivi applicati dall'esercente la salvaguardia con riferimento a ciascun punto di prelievo servito sono non superiori alla somma de:

a) i corrispettivi unitari di cui all'articolo 4, comma 1 del decreto ministeriale 23 novembre 2007;
b) i corrispettivi applicati dall'impresa distributrice all'esercente la salvaguardia con riferimento al punto di prelievo per i servizi di trasporto, distribuzione e misura, nonché per le aliquote A, UC e MCT e altri eventuali ulteriori oneri applicati dalla medesima impresa distributrice.

15.11 Ai fini della determinazione dei corrispettivi di cui al comma 15.10 per i punti di prelievo trattati monorari, i consumi vengono attribuiti a ciascuna fascia oraria utilizzando il prelievo residuo di area (PRA) dell'area di riferimento in cui è ubicato ciascun punto di prelievo corrispondente al periodo cui i medesimi consumi si riferiscono."

h) al comma 15bis.2 la parola "valicare" è sostituita dalla parola "validare";
i) al comma 15bis.4, lettera b), le parole "indicati dall'esercente la salvaguardia entro 5 (cinque) giorni lavorativi dall'inizio del mese di dicembre dell'anno di effettuazione delle procedure concorsuali" sono soppresse;
j) il comma 15bis.5 è sostituito dal seguente comma:

"15bis.5 Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dall'inizio del mese di dicembre dell'anno di effettuazione delle procedure concorsuali, ciascuna impresa distributrice comunica al nuovo esercente la salvaguardia il *template* di invio e il proprio formato elettronico dei dati di misura. Qualora l'impresa distributrice intende variare il proprio *template* e/o il formato elettronico deve comunicarlo con 60 (sessanta) giorni di anticipo all'esercente la salvaguardia indicando il nuovo *template* e/o il nuovo formato elettronico che intende adottare."

k) l'articolo 15ter è sostituito dal seguente articolo:

### Articolo 15ter

*"Obblighi informativi per consentire l'operatività del nuovo esercente la salvaguardia*

15ter.1 Il nuovo esercente la salvaguardia comunica all'Acquirente Unico, entro il 29 novembre dell'anno di effettuazione delle procedure concorsuali i riferimenti dei contratti di dispacciamento in cui includere i punti di prelievo relativi ai clienti serviti in salvaguardia.

15ter.2 L'Acquirente Unico comunica alle imprese distributrici, secondo le modalità dal medesimo definite, i contratti di dispacciamento di cui al comma 15ter.1 affinché le medesime imprese provvedano, secondo le tempistiche previste per la variazione degli utenti del dispacciamento, ad includere i punti di prelievo che saranno serviti dal nuovo esercente la salvaguardia.

15ter.3 L'impresa distributrice è tenuta a includere i punti di prelievo che saranno serviti dal nuovo esercente la salvaguardia nella comunicazione di cui al comma 3.7 della deliberazione ARG/elt 42/08.

15ter.4 L'esercente la salvaguardia uscente, entro 5 (cinque) giorni lavorativi dall'inizio del mese di dicembre dell'anno di effettuazione delle procedure concorsuali, comunica al nuovo esercente la salvaguardia:

a) i medesimi elementi informativi di cui al comma 4.3bis relativi ai clienti finali titolari di punti di prelievo serviti in salvaguardia nel mese di dicembre;
b) l'energia elettrica prelevata in ciascuna ora, comunicata da Terna ai fini del calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 40 della deliberazione n. 111/06 con riferimento agli ultimi 2 mesi disponibili;
c) gli elementi informativi di cui al comma 4.3bis relativamente ai punti per i quali alla data della comunicazione sia pervenuta una richiesta attivazione del servizio di salvaguardia con efficacia dall'1 gennaio successivo;
d) gli elementi informativi di cui al comma 4.3bis e i dati di cui alla lettera b), relativamente ai punti per i quali alla data della comunicazione sia pervenuta una richiesta di recesso dal servizio di salvaguardia con efficacia dall'1 gennaio successivo.

15ter.5 Nel caso in cui il punto di dispacciamento comprenda anche punti di prelievo relativi a clienti finali non serviti in salvaguardia, l'energia elettrica prelevata di cui al comma 15ter.4, lettera b), con riferimento ai punti di prelievo serviti in salvaguardia, è pari alla miglior stima della somma de:

a) i CRPP di cui all'articolo 9 del TILP moltiplicati per il prelievo residuo d'area (PRA) con riferimento ai punti di prelievo non trattati orari;
b) il prelievo orario effettivo con riferimento ai punti di prelievo trattati orari.

15ter.6 I medesimi criteri di cui al comma 15ter.5 si applicano ai fini della determinazione dell'energia elettrica prelevata relativamente ai punti di prelievo per i quali alla data della comunicazione di cui al comma 15ter.4 sia pervenuta una richiesta di recesso dal servizio di salvaguardia con efficacia dall'1 gennaio successivo.

15ter.7 La comunicazione di cui al comma 15ter.4 deve avvenire:

a) attraverso il canale di posta elettronica certificata o attraverso un canale di comunicazione che fornisca all'esercente la salvaguardia uscente, idonea documentazione elettronica attestante l'invio e l'avvenuta consegna;
b) utilizzando formati elettronici riconosciuti dai più diffusi software di elaborazione dati e che consentano l'immediata utilizzabilità dei dati trasferiti.

15ter.8 L'esercente la salvaguardia uscente comunica ai clienti finali serviti in salvaguardia, contestualmente alla fattura emessa nel periodo intercorrente tra la data di individuazione dei nuovi esercenti la salvaguardia di cui al comma 5.6 della deliberazione n. 337/07 e l'1 gennaio dell'anno successivo a quello di effettuazione delle procedure concorsuali o, in assenza di fattura emessa in tale periodo, attraverso una comunicazione scritta:

a) i dati identificativi del nuovo esercente la salvaguardia per l'area territoriale di competenza;
b) la data a partire dalla quale il medesimo cliente verrà servito dal nuovo esercente la salvaguardia;
c) che, ai sensi dell'articolo 3, comma 5, del decreto ministeriale 23 novembre 2007, in caso di mancato assolvimento del servizio di salvaguardia da parte del soggetto aggiudicatario di cui alla precedente lettera a) il servizio di salvaguardia per i punti di prelievo appartenenti all'area territoriale di competenza del medesimo soggetto verrà svolto transitoriamente, secondo i criteri stabiliti dall'Autorità, dagli esercenti la maggior tutela.

15ter.9 L'impresa distributrice trasmette al nuovo esercente la salvaguardia copia del contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, per i punti di prelievo relativi ai clienti finali serviti in salvaguardia ubicati nell'ambito territoriale della medesima impresa:

a) entro 5 (cinque) giorni lavorativi dall'inizio del mese di dicembre dell'anno di effettuazione delle procedure concorsuali;
b) contestualmente alla comunicazione di cui al comma 4.3 qualora alla data di cui alla precedente lettera a) nell'ambito territoriale della medesima impresa non vi siano punti di prelievo forniti in salvaguardia.";

l) l'articolo 23 è soppresso;

2. di sostituire, a partire dall'entrata in vigore del presente provvedimento, l'Allegato A alla deliberazione n. 337/07 con l'Allegato A alla presente deliberazione;
3. di trasmettere il presente provvedimento al Ministero dello Sviluppo Economico, alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e all'Acquirente Unico;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
5. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo del TIV come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 11 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**Disposizioni per l'erogazione del servizio di vendita dell'energia elettrica di salvaguardia di cui alla legge 3 agosto 2007, n. 125/07, in attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 23 novembre 2007**

## TITOLO I
*Disposizioni generali*

### Articolo 1
*Definizioni*

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento valgono, in quanto applicabili, le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 e al TIV, nonché le seguenti definizioni:
- **la Cassa**: è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- **procedure concorsuali**: sono le procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti la salvaguardia ai sensi dell'articolo 1, comma 4, della legge n. 125/07;
- **periodo di esercizio del servizio di salvaguardia**: è il periodo di esercizio del servizio di salvaguardia da parte dei soggetti selezionati in esito alle procedure concorsuali, di durata pari a 2 (due) anni, ai sensi dell'articolo 1, comma 2, del decreto ministeriale 23 novembre 2007;
- **parametro Ω:** è il parametro economico da sommare al valore della media aritmetica mensile dei prezzi di borsa nelle ore appartenenti a ciascuna fascia oraria nel mese, a fronte del quale i partecipanti alle procedure concorsuali si impegnano a erogare il servizio di salvaguardia nell'area territoriale indicata;
- **Regolamento:** è il regolamento disciplinante le procedure concorsuali.

### Articolo 2
*Ambito di applicazione*

2.1 Il presente provvedimento definisce i criteri e le modalità per l'organizzazione delle procedure concorsuali finalizzate ad individuare i soggetti che erogano il servizio di salvaguardia ai clienti finali che ne hanno diritto, ai sensi dell'articolo 1, comma 4, della legge n. 125/07.

2.2 I soggetti individuati in esito alle procedure qui definite sono tenuti ad erogare il servizio di salvaguardia a partire dall'1 gennaio dell'anno successivo all'anno di effettuazione delle procedure concorsuali continuativamente per una durata di 24 (ventiquattro) mesi e alle condizioni di cui alle disposizioni del TIV.

### Articolo 3
*Individuazione delle aree territoriali per l'erogazione del servizio di salvaguardia*

3.1 Sono individuate le seguenti 12 (dodici) aree territoriali per l'erogazione del servizio di salvaguardia:

1. Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria;
2. Lombardia;
3. Trentino-Alto-Adige, Veneto, Friuli-Venezia-Giulia;
4. Emilia Romagna;
5. Toscana;
6. Umbria, Marche;
7. Sardegna;
8. Campania;
9. Lazio, Abruzzo e Molise;
10. Puglia, Basilicata;
11. Calabria;
12. Sicilia.

3.2 L'Autorità, tenuto conto del quadro concorrenziale della vendita al dettaglio di energia elettrica, dell'evoluzione dell'assetto di mercato, nonché della numerosità e della localizzazione dei clienti aventi diritto alla salvaguardia, entro il 15 settembre di ciascun anno in cui si svolgono le procedure concorsuali verifica, ed eventualmente modifica, la composizione delle aree territoriali di cui al comma 3.1.

## TITOLO II
***Criteri e modalità per l'organizzazione delle procedure concorsuali***

### Articolo 4
*Obblighi informativi*

4.1 Entro il 4 novembre di ciascun anno in cui si svolgono le procedure concorsuali, gli esercenti la salvaguardia trasmettono all'Acquirente Unico secondo le modalità dal medesimo definite, distintamente per ogni tipologia contrattuale di cui al comma 2.2 del TIT e per ciascuna regione:
   a) il numero dei punti di prelievo e l'energia mensile prelevata in ciascuna fascia oraria corrispondente ai clienti che abbiano, al 31 ottobre del medesimo anno, fatture del servizio di salvaguardia non pagate entro i termini di scadenza previsti, relativamente ad almeno 2 (due) mensilità di consumi con riferimento ai medesimi punti di prelievo;
   b) il numero dei punti di prelievo serviti nel mese di ottobre e il numero dei punti di prelievo serviti nel mese di novembre;
   c) la miglior stima del numero dei punti di prelievo che saranno serviti nel mese di dicembre.

4.2 Entro 2 (due) giorni lavorativi dal termine di cui al comma 4.1, l'Acquirente Unico, pubblica sul proprio sito internet:
   a) il numero totale dei punti di prelievo serviti in salvaguardia e l'energia elettrica prelevata comunicati dagli esercenti la salvaguardia ai sensi del comma 16.2, lettere b) e d), del TIV, con riferimento ai mesi del periodo di esercizio del servizio di salvaguardia vigente, ove disponibili;
   b) i dati di cui al comma 4.1.

### Articolo 5
*Tempistiche di svolgimento delle procedure concorsuali*

5.1 L'Acquirente Unico predispone lo schema di Regolamento nel rispetto delle disposizioni di cui al presente provvedimento.

5.2 Entro il 30 settembre di ciascun anno in cui si svolgono le procedure concorsuali, l'Acquirente Unico trasmette lo schema di Regolamento all'Autorità per l'approvazione.

5.3 L'Autorità approva lo schema di Regolamento entro il 15 ottobre di ciascun anno in cui si svolgono le procedure concorsuali e qualora l'Autorità non si pronunci entro tale termine, lo schema di Regolamento si intende approvato.

5.4 L'Acquirente Unico pubblica il Regolamento approvato dall'Autorità sul proprio sito internet entro il 25 ottobre di ciascun anno in cui si svolgono le procedure concorsuali.

5.5 L'Acquirente Unico definisce il termine ultimo per la presentazione delle istanze alle procedure concorsuali in modo che venga garantito un intervallo minimo di 4 giorni dal termine di cui al comma 4.2.

5.6 Entro il 25 novembre di ciascun anno in cui si svolgono le procedure concorsuali l'Acquirente Unico, sulla base degli esiti delle procedure concorsuali e dopo avere verificato il rispetto delle condizioni di cui al comma 8.2 con riferimento a ciascuna area territoriale, individua l'esercente la salvaguardia per il successivo periodo di esercizio del servizio di salvaguardia e ne pubblica sul proprio sito internet il nominativo e il corrispondente valore del parametro Ω.

**Articolo 6**

*Criteri di selezione degli esercenti la salvaguardia nelle procedure concorsuali*

6.1 Le procedure concorsuali definite dall'Acquirente Unico prevedono che:

a) la selezione degli esercenti la salvaguardia in tutte le aree territoriali, di cui al comma 3.1, abbia luogo contestualmente;
b) ciascun partecipante è tenuto a presentare la propria offerta irrevocabile in busta chiusa indicando:
   i. il valore, senza possibilità di modifica o rilancio, del parametro Ω offerto con riferimento a ciascuna area territoriale per la quale si intenda partecipare;
   ii. il numero massimo di aree per le quali si rende disponibile a fornire il servizio; tale numero non può essere superiore al numero di clienti finali non domestici serviti continuativamente in Italia dall'esercente negli ultimi 12 mesi, diviso per mille e arrotondato al valore intero per difetto;
   iii. il grado di preferenza associato a ciascuna area territoriale per cui viene presentata l'offerta.
c) il valore vincolante del parametro Ω offerto sia espresso in €/MWh, arrotondato alla seconda cifra decimale;
d) nessun partecipante possa risultare assegnatario per un numero di aree territoriali superiore al massimo indicato nell'offerta corrispondente, di cui alla lettera b), punto ii.

6.2 Per ciascuna area territoriale, ai fini dell'individuazione dell'esercente la salvaguardia le procedure concorsuali definite dall'Acquirente unico devono svolgersi secondo i seguenti criteri:

a) individuazione dei partecipanti che abbiano indicato, con riferimento all'area territoriale, il valore vincolante del parametro Ω più basso; qualora due o più partecipanti abbiano indicato il medesimo valore vincolante del parametro Ω, scelta di uno dei partecipanti tramite sorteggio;
b) verifica del rispetto del vincolo sul numero massimo di aree servibili dai singoli esercenti come da essi indicato in offerta;
c) assegnazione provvisoria del servizio di salvaguardia ai partecipanti individuati ai sensi della precedente lettera a) per i quali il vincolo sul numero massimo di aree sia rispettato;
d) assegnazione provvisoria del servizio di salvaguardia ai partecipanti individuati alla precedente lettera a) per i quali il vincolo sul numero massimo di aree non sia rispettato limitatamente al numero massimo di aree indicato nell'offerta, con l'esclusione delle aree da essi indicate con grado di preferenza più bassa;
e) reiterazione della procedura escludendo i soggetti che sono già risultati assegnatari per un numero di aree pari al numero massimo da essi indicato nell'offerta ed escludendo le aree territoriali già oggetto di assegnazione nelle iterazioni precedenti.
f) assegnazione definitiva del servizio una volta verificato il versamento della garanzia di cui al comma 8.2

6.3 L'Autorità, tenuto conto del quadro concorrenziale della vendita al dettaglio di energia elettrica, dell'evoluzione dell'assetto di mercato, nonché della numerosità e della localizzazione dei clienti attesi in regime di salvaguardia, entro il 15 settembre di ciascun anno in cui si svolgono le procedure concorsuali verifica, ed eventualmente modifica, i criteri di selezione di cui al presente articolo.

**Articolo 7**
*Requisiti minimi dei partecipanti alle procedure concorsuali*

7.1 Sono ammesse a partecipare alle procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti la salvaguardia le società di vendita di energia elettrica operanti nel mercato interno europeo aventi i seguenti requisiti:
a) costituzione in forma di società per azioni, società in accomandita per azioni, società a responsabilità limitata, raggruppamenti temporanei di impresa (RTI), purchè tutti i partecipanti a tali raggruppamenti abbiano i requisiti di cui al presente articolo, società consortili costituite alternativamente in forma di società per azioni, società in accomandita per azioni, società a responsabilità limitata, società cooperative, consorzi con attività esterna, o forme equivalenti in caso di società estere;
b) certificazione degli ultimi 2 (due) bilanci di esercizio approvati, ove disponibili;
c) aver fornito continuativamente negli ultimi 12 (dodici) mesi precedenti il mese di presentazione delle istanze di partecipazione alle procedure concorsuali almeno 1.000 punti di prelievo di energia elettrica sul territorio nazionale per un consumo annuo complessivo non inferiore a 500 GWh riferiti a clienti finali non domestici
ovvero
aver fornito continuativamente negli ultimi 12 (dodici) mesi precedenti il mese di presentazione delle istanze di partecipazione alle procedure concorsuali almeno 100.000 punti di prelievo di energia elettrica nel mercato interno europeo per un consumo annuo complessivo non inferiore a 10.000 GWh riferiti a clienti finali non domestici e almeno 1.000 punti di prelievo di energia elettrica sul territorio nazionale;
d) essere in possesso di un giudizio relativo alla rischiosità futura, fornito da primari organismi internazionali, pari ad almeno Baa3 (Moody's Inverstor Services) o BBB- (Standard & Poor's Corporation o Fitch Ratings)
ovvero
qualora il sopramenzionato giudizio relativo alla rischiosità futura sia soddisfatto dalla società controllante il soggetto istante, quest'ultimo deve essere in possesso di una lettera di garanzia rilasciata dalla controllante che esprima l'impegno, da parte di quest'ultima, a far fronte alle obbligazioni in nome e per conto del soggetto istante
ovvero
qualora il sopramenzionato giudizio relativo alla rischiosità futura non sia soddisfatto da tutte le società partecipanti al RTI, le società del medesimo raggruppamento che non lo soddisfano devono essere in possesso di una lettera di garanzia rilasciata da una delle società partecipanti al medesimo raggruppamento aventi il requisito; tale lettera di garanzia deve esprimere l'impegno a far fronte alle obbligazioni in nome e per conto delle società non aventi il requisito.
e) aver prestato alla Cassa il deposito cauzionale di cui al comma 8.1.

## Articolo 8
*Garanzie*

8.1 Le società di vendita interessate a partecipare alle procedure concorsuali devono costituire presso la Cassa, entro i termini stabiliti dall'Acquirente Unico, un deposito cauzionale a garanzia dell'affidabilità dell'offerta, pari a 30.000 (trentamila) euro, nella forma di garanzia bancaria emessa da istituto bancario italiano o filiale/succursale italiana di banca estera. L'Acquirente Unico stabilisce altresì la durata del deposito e i termini per l'eventuale escussione.

8.2 Gli esercenti la salvaguardia individuati provvisoriamente tramite le procedure concorsuali di cui al comma 6.2 lettere da a) a e), sono tenuti a costituire presso la Cassa, pena la non assegnazione dell'incarico o la decadenza dall'incarico, entro i termini stabiliti dall'Acquirente Unico, un deposito cauzionale sotto forma di garanzia bancaria pari a euro 1.000.000 (un milione) per ogni area territoriale per il quale risolta assegnatario. La garanzia deve essere emessa da istituto bancario italiano o filiale/succursale italiana di banca estera, a garanzia di un eventuale mancato assolvimento del servizio di salvaguardia o di svolgimento dello stesso in difformità delle disposizioni previste. L'Acquirente Unico specifica altresì la durata del deposito e i termini per l'eventuale escussione.

## Articolo 9
*Definizione del corrispettivo per il servizio di salvaguardia nel caso in cui il numero di clienti serviti sia esiguo*

9.1 Ai sensi dell'articolo 4, comma 3, del decreto ministeriale 23 novembre 2007, ciascun esercente la salvaguardia ha diritto a ricevere un corrispettivo, se positivo, pari alla differenza tra:

a) l'ammontare a copertura dei costi fissi commerciali, il cui valore è fissato pari a 480.000 euro;

b) il prodotto tra:

   i. il numero medio mensile dei punti di prelievo serviti nell'ambito della salvaguardia nel periodo di esercizio del servizio di salvaguardia moltiplicato per il numero di mesi compresi nel medesimo periodo;

   ii. un ammontare corrispondente ad una stima della quota dei corrispettivi applicati e destinati alla copertura dei costi commerciali per ciascun punto di prelievo/mese, fissato pari a 20 euro.

**08A07479**

DELIBERAZIONE 16 settembre 2008.

**Procedura per la risoluzione delle controversie tra produttori e gestori di rete, ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera *f-ter)*, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03.** (ARG/elt 123/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 16 settembre 2008

**Visti:**

- la direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001;
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/05);
- la legge 27 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge n. 244/07);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 dicembre 2005, n. 281 (di seguito: deliberazione n. 281/05);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 327/06 (di seguito: deliberazione n. 327/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 328/06 (di seguito: deliberazione n. 328/06);
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07 (di seguito: deliberazione n. 89/07);
- la deliberazione dell'Autorità 22 novembre 2007, n. 290/07 (di seguito: deliberazione n. 290/07);
- la deliberazione dell'Autorità 21 gennaio 2008, ARG/elt 2/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 2/08);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, VIS 8/08 (di seguito: deliberazione VIS 8/08);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 99/08);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 28 febbraio 2008, DCO 5/08;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 21 maggio 2008, DCO 13/08 (di seguito: DCO 13/08).

**Considerato che:**

- l'articolo 23, comma 5, della direttiva 2003/54/CE prevede che qualsiasi parte che intenda sporgere reclamo contro il gestore di un sistema di trasmissione o di distribuzione può adire l'autorità di regolamentazione che, in qualità di autorità per la risoluzione delle controversie, adotta una decisione che produce effetti vincolanti;
- l'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/05, prevede che l'Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti;
- l'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, impone al gestore della rete di trasmissione nazionale di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche e le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione fissate dall'Autorità;
- l'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 impone alle imprese distributrici di energia elettrica l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia di tariffe, contributi ed oneri;

- l'articolo 14, comma 1, del decreto legislativo n. 387/03, prevede che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas emani specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV, i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi;
- l'articolo 2, comma 165, della legge n. 244/07 ha integrato l'articolo 14, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03;
- l'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03, così come integrato dalla legge n. 244/07, stabilisce che, nell'ambito delle precitate direttive, l'Autorità sottoponga a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;
- l'articolo 14, comma 2, lettera f-ter, del decreto legislativo n. 387/03, così come integrato dalla legge n. 244/07, stabilisce che, nell'ambito delle precitate direttive, siano previste procedure di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete, con decisioni, adottate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, vincolanti fra le parti;
- con la deliberazione n. 281/05, l'Autorità ha definito le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV, ivi incluse le condizioni per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- con la deliberazione n. 89/07, l'Autorità ha definito le condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale inferiore o uguale ad 1 kV, ivi incluse le condizioni per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- con la deliberazione ARG/elt 99/08 l'Autorità ha riunito in un unico testo integrato le condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (di seguito: Testo integrato delle connessioni attive o TICA), accorpando e aggiornando le disposizioni attualmente contenute nelle deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07 per la connessione delle utenze attive;
- a partire dal 1° gennaio 2009 il Testo integrato delle connessioni attive sostituirà le deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07;
- la deliberazione n. 281/05, la deliberazione n. 89/07 e la deliberazione ARG/elt 99/08 prevedono che il gestore della rete a cui l'impianto di produzione sarà connesso individui unilateralmente la soluzione per la connessione dell'impianto medesimo;
- la previsione di cui al precedente alinea discende della necessità che il gestore della rete verifichi l'impatto che l'impianto di produzione da connettere avrà sulla rete da esso gestita, ai fini delle verifiche necessarie per il rispetto della sicurezza e della qualità del servizio di trasporto;
- l'Autorità ha prescritto che la soluzione per la connessione alla rete dell'impianto di produzione sia "la soluzione tecnica minima", definita come la soluzione per la connessione necessaria e sufficiente a soddisfare la richiesta di connessione, compatibilmente con i criteri di dimensionamento per intervalli standardizzati dei componenti adottati dal gestore della rete;
- è compito del gestore di rete individuare la soluzione tecnica minima perseguendo obiettivi di economicità, razionalità e necessarietà dell'opera di connessione, nel rispetto delle esigenze di esercizio della propria rete;

- l'elaborazione, da parte del gestore di rete, di una soluzione tecnica per la connessione sovradimensionata rispetto alle esigenze minime e che comporti, per il richiedente, oneri e adempimenti eccessivi altrimenti evitabili, viola i suddetti principi di economicità, razionalità e necessarietà dell'opera di connessione e potrebbe prefigurare una particolare fattispecie di negazione dell'accesso alla rete;
- dall'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione n. 290/07 e conclusa con deliberazione VIS 8/08, sono emerse, tra l'altro, criticità in relazione al rispetto dei criteri di economicità, razionalità e necessarietà nell'individuazione e nella predisposizione della soluzione tecnica minima per la connessione da parte dei gestori di rete;
- con la deliberazione ARG/elt 2/08 è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili derivanti dalle disposizioni di cui alla legge 29 novembre 2007, n. 222 e alla legge n. 244/07, per quanto di competenza dell'Autorità;
- le procedure sostitutive in caso di inerzia dei gestori di rete, previste dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03, sono direttamente legate alle tempistiche definite dal Testo integrato delle connessioni attive e, pertanto, l'Autorità ha ritenuto opportuno disciplinarle all'interno del suddetto provvedimento, approvato con la deliberazione ARG/elt 99/08;
- per contro, le procedure per la risoluzione delle controversie previste dall'articolo 14, comma 2, lettera f-ter, del decreto legislativo n. 387/03, sono applicabili indifferentemente sia con riferimento alle attuali condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione, sia con riferimento alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione previste dal TICA, che entreranno in vigore il 1° gennaio 2009. Per i suddetti motivi il regolamento per la risoluzione delle controversie è approvato con un provvedimento separato rispetto a quello che regola le procedure sostitutive;
- affinché il presente sistema di risoluzione delle controversie esplichi la massima efficacia è necessario incentivare gli operatori a perseguire la risoluzione della controversia prima di ricorrere all'Autorità; e che, pertanto, sia necessario disincentivare il ricorso eccessivo a tale strumento, senza che le parti abbiano prima ricercato autonomamente le possibili soluzioni della controversia;
- l'obiettivo di cui al precedente alinea possa essere perseguito, tra l'altro, prevedendo che l'Autorità abbia la facoltà di porre a carico di una o di entrambe le parti il rimborso delle spese sostenute per la procedura, nonché di un indennizzo per l'eventuale ritardo nella connessione dell'impianto.

**Considerato, inoltre, che:**

- con il DCO 13/08 l'Autorità ha sottoposto agli operatori uno schema di regolamento per la risoluzione delle controversie tra produttori e gestori di rete;
- tutti gli operatori che hanno presentato osservazioni al DCO 13/08 hanno condiviso l'esigenza di disporre di una procedura di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete nell'ambito dell'erogazione del servizio di connessione alla rete di impianti di generazione di energia elettrica;
- è stato rilevato il persistere di incertezze derivanti soprattutto dalla elevata arbitrarietà dei gestori di rete nel definire la soluzione tecnica di connessione; e che tale problematica assume un peso maggiore laddove i gestori di rete interessati appartengono a gruppi societari presenti anche nelle attività contendibili della filiera;

- i principali elementi specifici emersi in esito al processo di consultazione hanno evidenziato quanto segue:
  a) per quanto concerne l'ambito di applicazione, la maggioranza degli operatori ha ritenuto condivisibile che il regolamento sia utilizzato per risolvere le controversie relative al servizio di connessione a tutte le reti elettriche, incluse le reti in bassa tensione. Peraltro, tale ambito di applicazione corrisponde a quello del Testo integrato delle connessioni attive;
  b) un operatore ha espresso l'opinione che il regolamento si limiti a dirimere le sole controversie insorte prima della realizzazione della connessione. A tale riguardo, dal momento che il servizio di connessione alla rete comprende anche la fase di esercizio successiva alla realizzazione, si ritiene opportuno includere tale fase dall'ambito di applicazione del provvedimento;
  c) in merito ai criteri per l'ammissione di un'istanza alla procedura di risoluzione delle controversie, alcuni operatori hanno suggerito che, nei casi di controversie sorte in occasione di richieste di connessione, l'istanza sia comprensiva della documentazione atta a dimostrare la mancata convergenza tra le parti. L'osservazione è stata accolta integrando i requisiti formali necessari per l'avvio della procedura;
  d) la maggioranza degli operatori ha ritenuto condivisibili le modalità per lo svolgimento della procedura di risoluzione delle controversie proposte dall'Autorità. Un operatore ritiene che l'apertura della procedura debba avere effetto sospensivo dell'istanza di connessione, per evitare che – qualora l'istanza risulti infondata – il gestore di rete sia tenuto a pagare gli indennizzi, previsti dalla normativa, sul ritardo nella connessione dovuto dalla procedura di risoluzione della controversia. A tal proposito si osserva che la mancata convergenza nella definizione di una soluzione per la connessione di un impianto può emergere solo dopo la presentazione del preventivo da parte del gestore di rete e prima dell'accettazione del medesimo da parte del produttore: poiché né le attuali regole né quelle che entreranno in vigore dal 1° gennaio 2009 prevedono l'applicazione di indennizzi automatici nella predetta fase, non si è ritenuto necessario prevedere l'effetto sospensivo;
  e) per quanto attiene il pagamento delle spese della procedura, numerosi operatori hanno evidenziato l'opportunità di definire criteri e parametri di riferimento per la valutazione e la quantificazione delle somme a titolo di rimborso spese; inoltre, alcuni operatori hanno richiesto di escludere dal corrispettivo la quota a rimborso dei danni, prevedendo in merito un esplicito rimando al diritto del produttore di richiedere il risarcimento del maggior danno attraverso le procedure esistenti. Tali suggerimenti sono stati recepiti nel regolamento;
  f) sempre con riferimento alle spese della procedura, un operatore ha espresso il parere che la quota a copertura del ritardo nella connessione debba essere esclusa, evidenziando che le condizioni tecniche ed economiche per il servizio di connessione prevedono già un indennizzo automatico per il ritardo. L'osservazione non è stata recepita, dal momento che, come già detto alla precedente lettera d), nel lasso temporale tra la presentazione del preventivo e l'accettazione dello stesso, non sono previsti indennizzi automatici per eventuali ritardi;
  g) un operatore ha rilevato criticità in ordine al potere dell'Autorità di emanare misure cautelari *inaudita altera parte* e in ordine alla mancanza della possibilità di contestare il provvedimento cautelare davanti all'Autorità stessa. In accoglimento di tali osservazioni, il regolamento prevede che le misure cautelari siano emanate sentite le parti, nonché la facoltà di chiedere all'Autorità la revoca o la modifica delle predette misure;

h) molti operatori hanno sottolineato l'esigenza di un coordinamento funzionale e operativo tra il regolamento per la risoluzione delle controversie e il Testo integrato delle connessioni attive. L'osservazione è stata accolta prevedendo che la procedura di risoluzione delle controversie si applichi per tutti i tipi di connessione disciplinati dal Testo integrato delle connessioni attive, ivi incluse le connessioni in bassa tensione.

**Considerato, infine, che:**

- l'articolo 12, comma 1, lettera d) della deliberazione n. 327/06 attribuisce alla Direzione Mercati dell'Autorità l'incarico di curare le istruttorie per la valutazione dei reclami e le istanze relative all'accesso e uso delle reti e loro infrastrutture;
- la deliberazione n. 328/06 attribuisce alla Direzione Mercati dell'Autorità l'incarico di definire le condizioni di accesso al servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica;
- la deliberazione n. 328/06 attribuisce alla Direzione Legislativo e Legale dell'Autorità il compito di analizzare ed inquadrare i profili giuridici degli atti predisposti dalle Direzioni interessate, nonché delle relative sequenze procedimentali.

**Ritenuto opportuno:**

- prevedere una procedura, attivabile su istanza di parte, finalizzata all'accertamento, da parte dell'Autorità, che le soluzioni per la connessione elaborate da un gestore di rete in occasione di una richiesta di connessione di un impianto di produzione soddisfino i previsti requisiti di economicità, razionalità e necessarietà dell'opera, ovvero all'individuazione di soluzioni per la connessione alternative che soddisfino i suddetti requisiti;
- prevedere che, in conformità al decreto legislativo n. 387/03, la procedura di cui al precedente alinea si applichi per la risoluzione delle controversie che insorgono tra produttori e gestori di rete in relazione alla connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili;
- prevedere che, per esigenze di uniformità con il Testo integrato delle connessioni attive, la suddetta procedura sia applicata per risolvere le controversie relative al servizio di connessione a tutte le reti elettriche, ivi incluse le reti in bassa tensione;
- per i motivi espressi in premessa, mantenere la presente procedura separata dalle procedure sostitutive in caso di inerzia dei gestori di rete, previste dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03;
- prevedere che la procedura di cui ai precedenti alinea sia definita con apposito regolamento, adottato dall'Autorità con il presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale

**DELIBERA**

1. di adottare il Regolamento per la risoluzione delle controversie tra produttori e gestori di rete riportato in allegato al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore della data della sua prima pubblicazione.

Milano, 16 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

ALLEGATO A

**Regolamento per la risoluzione delle controversie tra produttori e gestori di rete, ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera f-ter), del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03**

### Articolo 1
*Definizioni*

1.1 Ai fini del presente regolamento si utilizzano le seguenti definizioni:

a) **l'Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
b) **Direzione Mercati** è la direzione Mercati di cui all'articolo 11, comma 3, lettera d), dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 327/06;
c) **gestore di rete** è il soggetto concessionario del servizio di distribuzione o di trasmissione dell'energia elettrica a cui è presentata la richiesta di connessione;
d) **produttore** è il soggetto che presenta al gestore di rete la richiesta di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica;
e) **servizio di connessione** è l'esecuzione, da parte del gestore di rete, dell'obbligo previsto dall'articolo 3, comma 1 e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

### Articolo 2
*Ambito di applicazione*

2.1 Il presente regolamento si applica per la risoluzione delle controversie che insorgono tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

2.2 Il presente regolamento non disciplina le procedure sostitutive attivabili in caso di inerzia dei gestori di rete, previste dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis), del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, disciplinate con la deliberazione dell'Autorità ARG/elt n. 99/08, recante le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

### Articolo 3
*Attivazione della procedura di risoluzione della controversia*

3.1 Il produttore può presentare alla Direzione Mercati un'istanza per la risoluzione di una controversia insorta nel corso della fase anteriore alla realizzazione della connessione di un impianto di produzione o durante la successiva fase di esercizio della connessione medesima.

3.2 L'istanza deve indicare le seguenti informazioni:

a. la ragione o denominazione sociale e l'indirizzo dell'impresa che presenta l'istanza;
b. il nominativo, l'indirizzo, il numero di telefono, di telefax e l'indirizzo di posta elettronica di un referente del produttore;
c. la descrizione della controversia e le motivazioni tecniche, economiche e giuridiche a sostegno della propria posizione;

d. la documentazione necessaria ad evidenziare le questioni controverse. In caso di controversie insorte nel corso della fase anteriore alla realizzazione della connessione, dalla documentazione allegata all'istanza deve emergere il disaccordo tra le parti. A tal fine il produttore deve allegare all'istanza:
   i. la richiesta di connessione del produttore;
   ii. la soluzione per la connessione proposta dal gestore di rete;
   iii. la contestazione della soluzione per la connessione da parte del produttore;
   iv. il riscontro della contestazione da parte del gestore di rete.

3.3 La Direzione Mercati verifica l'ammissibilità dell'istanza e la sussistenza dei requisiti formali, di cui al comma 3.2, e sostanziali, di cui all'articolo 2. A tal fine, la Direzione Mercati può chiedere al soggetto che ha presentato l'istanza informazioni e documenti ulteriori rispetto a quelli depositati con l'istanza, indicando i termini, prorogabili in caso di motivate esigenze del produttore, entro cui inviare le suddette integrazioni.

3.4 Qualora le informazioni e i documenti di cui al comma 3.3 non siano inviate entro i termini indicati, la Direzione Mercati propone al Collegio dell'Autorità l'archiviazione dell'istanza.

3.5 Nel caso in cui la verifica di cui al comma 3.3 abbia esito positivo, la Direzione Mercati sottopone al Collegio dell'Autorità la proposta di avvio della procedura.

3.6 Nel caso in cui la verifica di cui al comma 3.3 abbia esito negativo, la Direzione Mercati propone al Collegio dell'Autorità di dichiarare l'istanza inammissibile.

3.7 Sulla base delle indicazioni fornite dal Collegio dell'Autorità, la Direzione Mercati, entro trenta (30) giorni dal ricevimento dell'istanza, ovvero, nel caso di richiesta delle informazioni e dei documenti di cui al comma 3.3, entro trenta (30) giorni dal loro ricevimento, comunica al produttore l'esito della verifica.

**Articolo 4**

*Svolgimento della procedura di risoluzione della controversia*

4.1 Il Collegio dell'Autorità designa, per ciascuna controversia, un responsabile della procedura.

4.2 Il responsabile della procedura comunica alle parti l'avvio della procedura e trasmette al gestore di rete l'istanza e i documenti ad essa allegati, ai fini della instaurazione del contraddittorio.

4.3 Entro cinque (5) giorni dalla ricezione della comunicazione di avvio della procedura, il gestore di rete è tenuto ad indicare al responsabile della procedura il nominativo, il recapito, il numero di telefono, di telefax e l'indirizzo di posta elettronica di un proprio referente per la procedura di risoluzione della controversia.

4.4 Durante lo svolgimento dell'istruttoria:
   a) il responsabile della procedura ha la facoltà di convocare incontri, richiedere informazioni, effettuare sopralluoghi e richiedere consulenze tecniche;
   b) il responsabile della procedura può disporre, d'ufficio o su istanza di parte, di sentire le parti in contraddittorio;
   c) le parti hanno la facoltà di depositare documenti, di presentare memorie e di richiedere incontri con il responsabile della procedura;
   d) le parti possono farsi assistere da consulenti tecnici o da consulenti legali.

**Articolo 5**
*Accesso agli atti*

5.1 Le parti hanno facoltà di prendere visione ed estrarre copia dei documenti acquisiti nel corso della procedura.

5.2 Qualora sussistano specifiche esigenze di riservatezza, la parte deve, contestualmente al deposito dei documenti, presentare al responsabile della procedura una richiesta contenente l'indicazione dei documenti, o delle parti di documenti, da sottrarre all'accesso, specificandone i motivi.

5.3 Il responsabile della procedura valuta la fondatezza delle ragioni esposte dalla parte a sostegno della richiesta di sottrazione all'accesso e decide in merito al suo accoglimento.

**Articolo 6**
*Esito della procedura di risoluzione della controversia*

6.1 In esito all'istruttoria di cui all'articolo 4, il responsabile della procedura comunica alla parti le risultanze, comprensive di un'ipotesi per la risoluzione della controversia.

6.2 Entro dieci giorni dal ricevimento delle risultanze di cui al comma 6.1, le parti possono presentare una memoria al responsabile della procedura.

6.3 Decorso il termine di cui al comma 6.2, il responsabile della procedura presenta al Collegio una relazione contenente l'analisi della controversia e una proposta di risoluzione.

6.4 Sulla base della relazione di cui al comma 6.3 e di ogni altro elemento ritenuto utile, il Collegio dell'Autorità adotta la decisione motivata, vincolante per le parti. La suddetta decisione è comunicata alle parti entro centoventi (120) giorni dalla data di ricevimento dell'istanza di cui all'articolo 3. Il suddetto termine può essere prorogato con il consenso del produttore e in caso di richiesta di informazioni e documenti ulteriori di cui al comma 3.3.

6.5 La decisione di cui al comma 6.4 definisce i profili di carattere tecnico, economico e procedimentale per la risoluzione della controversia.

6.6 Con la decisione di cui al comma 6.4, il pagamento delle spese della procedura è posto a carico delle parti sulla base di criteri equitativi, tenendo conto dell'esito della controversia. In particolare, il Collegio dell'Autorità può anche stabilire che:

a) qualora l'istanza risulti fondata, il gestore di rete corrisponda al produttore una somma a titolo di rimborso delle spese sostenute per la procedura e di indennizzo per l'eventuale ritardo nella connessione dell'impianto. L'indennizzo per il ritardo è quantificato facendo riferimento ai criteri per la determinazione degli indennizzi automatici previsti dalle vigenti condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche degli impianti di produzione di energia elettrica;

b) qualora l'istanza risulti non fondata, il produttore corrisponda al gestore di rete una somma a titolo di rimborso delle spese sostenute per la procedura.

6.7 È fatto salvo il diritto, per il produttore, di chiedere il risarcimento del maggior danno non coperto ai sensi del comma 6.6.

6.8 Entro dieci (10) giorni dal ricevimento della decisione, ciascuna delle parti ha la facoltà di richiedere all'Autorità che la pubblicazione della decisione avvenga con accorgimenti utili a salvaguardare specifiche esigenze di riservatezza.

6.9 Fatto salvo quanto previsto dal comma 6.8, la decisione è pubblicata sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

6.10 Ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481/95, le parti possono proporre ricorso avverso la decisone di cui al comma 6.4 innanzi al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia.

**Articolo 7**
*Misure cautelari*

7.1 Con l'istanza di cui all'articolo 3, il produttore può chiedere l'emanazione, in via di urgenza, di misure temporanee, dirette a garantire la continuità dell'erogazione del servizio di connessione, ovvero a far cessare forme di abuso o di scorretto funzionamento da parte del gestore di rete. Tale richiesta deve essere adeguatamente motivata, indicando il pregiudizio grave e irreparabile derivante dalla condotta del gestore di rete.

7.2 Il Collegio dell'Autorità può emanare, in via di urgenza e sentite le parti, misure temporanee dirette a garantire la continuità dell'erogazione del servizio di connessione ovvero a far cessare forme di abuso o di scorretto funzionamento da parte del gestore di rete. Le misure cautelari cessano di avere ogni effetto dal momento della comunicazione della decisione di cui al comma 6.4 e, in ogni caso, se la decisione non è adottata entro i termini previsti.

7.3 Le parti hanno facoltà di chiedere all'Autorità la revoca o la modifica delle misure cautelari di cui al comma 7.2.

**08A07480**

DELIBERAZIONE 25 settembre 2008.

**Disposizioni urgenti per l'avvio del trattamento orario ai fini del dispacciamento dei punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW (modifiche e integrazioni all'Allegato A alla deliberazione n. 278/07 - TILP e all'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 29/08).** (ARG/elt 135/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 25 settembre 2008

**Visti:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007 n. 156/07 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: TIV);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007 n. 278/07, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: TILP);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2008, ARG/elt 29/08 (di seguito: deliberazione 29/08);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2008, ARG/elt 36/08 (di seguito: deliberazione 36/08);
- la comunicazione AIGET del 5 settembre 2008, protocollo Autorità n. 27409 dell'11 settembre 2008;
- la comunicazione MultiUtility S.p.A. del 9 settembre 2008, protocollo Autorità n. 28040 del 18 settembre 2008;
- la comunicazione Linea Più S.p.A. del 9 settembre 2008, protocollo Autorità n. 27405 dell'11 settembre 2008;
- la comunicazione AGSM Energia S.p.A. del 9 settembre 2008, protocollo Autorità n. 27399 dell'11 settembre 2008;
- la comunicazione AceaElectrabel S.p.A. dell'11 settembre 2008, protocollo Autorità n. 28384 del 24 settembre 2008;
- la comunicazione DSE - Duferco Energia SRL dell'11 settembre 2008, protocollo Autorità n. 28385 del 24 settembre 2008.

**Considerato che:**

- l'Autorità, con il TILP, ha introdotto in data 31 ottobre 2007, con decorrenza 1 aprile 2008, la profilazione convenzionale per fasce, con congruo anticipo rispetto all'effettiva entrata in vigore della disciplina, al fine di garantire agli operatori un opportuno tempo in ordine al necessario adeguamento delle proprie politiche, operative e commerciali, al rinnovato assetto normativo e pertanto permettere l'ordinato svolgimento delle attività dei diversi operatori in tale contesto;
- il TILP stabilisce che tutti i punti di prelievo in altissima, alta, media e bassa tensione, limitatamente nell'ultimo caso ai punti con potenza disponibile superiore a 55 kW, se dotati di misuratore orario od elettronico, siano trattati orari a decorrere dal primo giorno del bimestre convenzionale successivo alla messa in servizio del misuratore orario o elettronico di cui sono dotati ovvero dal primo giorno del secondo bimestre convenzionale successivo laddove la messa in servizio dei misuratori occorra gli ultimi 15 giorni del mese con numerario dispari;

- al fine di fornire un elemento informativo agli utenti del dispacciamento utile alla previsione delle modifiche che il Prelievo residuo d'Area (PRA) può subire il successivo bimestre convenzionale anche a seguito dell'avvio del trattamento orario di punti di prelievo, il TILP prevede la pubblicazione da parte delle imprese distributrici di riferimento del cosiddetto "delta PRA" ovvero della somma dell'energia elettrica complessivamente prelevata l'anno solare precedente da tutti i punti di prelievo che:
  - hanno attivato il trattamento orario con decorrenza dal bimestre convenzionale successivo
  - sono stati disattivati o attivati nel bimestre convenzionale corrente;
- diversi operatori durante il mese di marzo 2008, in prossimità dell'entrata in vigore del trattamento orario per i punti in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW, avevano rappresentato all'Autorità la difficoltà ad elaborare una corretta stima previsionale dei prelievi orari dei punti ricompresi nel proprio contratto di dispacciamento appartenenti a tale categoria il cui trattamento orario sarebbe stato avviato l'1 aprile 2008 ai sensi del TILP, a causa della mancata disponibilità di una base di dati storici di prelievo orario per tali punti, con potenziale rischio per l'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica e conseguente rischio di sbilanciamento da parte degli utenti del dispacciamento medesimi;
- la deliberazione 36/08 ha stabilito un rinvio all'1 ottobre 2008 dell'avvio del trattamento orario ai fini del dispacciamento dei punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW che non erano trattati orari al 31 marzo 2008, per dar modo agli utenti del dispacciamento di disporre di un'adeguata conoscenza degli andamenti dei prelievi orari dei punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW, mantenendo per tali punti di prelievo dotati di misuratore adeguato l'obbligo di:
  - rilevazione dei prelievi orari ai sensi delle modalità e le tempistiche previste dal TILP e
  - messa a disposizione dei dati, con separata evidenza dai punti trattati orari, ai sensi del TIV e della deliberazione n. 111/06;
- gli operatori solo recentemente, con le comunicazioni richiamate, hanno rappresentato all'Autorità una difficoltà di previsione dell'andamento del PRA a seguito dell'osservazione, ricavata dalle informazioni delle curve orarie ricevute per i propri punti di prelievo, che i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW appaiono caratterizzati da profili di prelievo significativamente diversi dall'andamento morfologico storico del PRA e che pertanto la relativa sottrazione al PRA dell'energia elettrica prelevata da tali punti potrebbe provocarne una deformazione del profilo difficilmente prevedibile, con rischio di probabili sbilanciamenti da parte dei medesimi utenti del dispacciamento, ivi incluso la società Acquirente unico S.p.A. garante dell'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso per il servizio di maggior tutela.

**Considerato, inoltre, che:**

- il TILP stabilisce che il PRA sia determinato detraendo dall'energia elettrica immessa in ciascuna area di riferimento, fra l'altro, l'energia prelevata da tutti gli impianti di illuminazione pubblica nella medesima area, diversamente dalla precedente regolazione che ricomprendeva nel PRA l'energia elettrica prelevata dai punti di illuminazione pubblica non serviti nel mercato libero;

- l'informazione del valore dell'energia prelevata oraria dagli impianti di illuminazione pubblica in un bimestre convenzionale nell'area di riferimento è nota *ex-ante* all'impresa distributrice di riferimento ai sensi della deliberazione 29/08 e possa costituire per l'utente del dispacciamento elemento informativo d'ausilio alla previsione del PRA.

**Considerato, infine, che:**

- la Direzione Mercati dell'Autorità ha in corso un'attività di monitoraggio dei comportamenti delle imprese distributrici al fine di valutare gli adempimenti degli obblighi informativi stabiliti nell'ambito dell'aggregazione delle misure e ai fini del dispacciamento ed in particolare relativi alla messa a disposizione dei dati inerenti all'illuminazione pubblica e ai punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 Kw.

**Ritenuto opportuno:**

- fornire ulteriori informazioni storiche in merito alle caratteristiche di prelievo orario dei punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW e completare le informazioni rese disponibili in merito al trattamento del prelievo dei punti di illuminazione pubblica;
- differire all' 1 aprile 2009 l'avvio del trattamento orario ai fini del dispacciamento per i punti connessi in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW che non sono trattati orari al 30 settembre 2008 al fine di permettere la disponibilità di ulteriori elementi informativi, oltre quelli già a disposizione, agli utenti del dispacciamento volti ad una miglior previsione del PRA ed in ultima analisi ad un minore ricorso alle risorse di bilanciamento da parte di Terna

**DELIBERA**

1. di modificare l'Allegato A alla deliberazione n. 278/07, nei termini di seguito indicati:
   a) all'articolo 27, al comma 27.5, le parole "ottobre 2008" sono sostituite dalle parole "aprile 2009" e le parole "30 settembre 2008" sono sostituite dalle parole "31 marzo 2009";
   b) all'articolo 27, dopo il comma 27.7, sono inseriti i commi:

"27.8 Entro il giorno 15 di ciascun mese le imprese distributrici sottese comunicano alle imprese distributrici di riferimento l'energia complessivamente prelevata in ciascuna ora del mese precedente da tutti i punti di prelievo non trattati orari in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW con misuratore elettronico messo in servizio localizzati nel proprio ambito territoriale.

27.9 Entro il giorno 20 di ciascun mese le imprese distributrici di riferimento comunicano agli utenti del dispacciamento l'energia complessivamente prelevata in ciascuna ora del mese precedente da tutti i punti di prelievo non trattati orari in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW con misuratore elettronico messo in servizio localizzati in ciascuna delle proprie aree di riferimento in un documento unico di formato elettronico che consenta l'immediata riutilizzabilità dei dati trasferiti.

27.10 Le comunicazioni di cui ai commi 27.8 e 27.9 da effettuarsi nel mese di ottobre 2008 sono relative ai mesi da aprile 2008 a settembre 2008 inclusi.";

2. di modificare l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt/29/08, nei termini di seguito indicati:

   a) all'articolo 10, dopo il comma 10.7, sono inseriti i seguenti commi:

   "10.8 Entro il 15 ottobre 2008, le imprese distributrici sottese comunicano alle imprese distributrici di riferimento:

   i) la somma, distinta per fascia geografica, delle energie orarie convenzionali attribuite ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria localizzati nella propria area di riferimento ricompresi nel servizio di maggior tutela al 31 marzo 2008;

   ii) il valore dell'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica trattati su base oraria localizzati nella propria area di riferimento, ricompresi nel mercato vincolato al 30 giugno 2007;

   10.9 Entro il sest'ultimo giorno lavorativo di ottobre 2008, le imprese distributrici di riferimento rendono disponibili sul proprio sito internet ed inviano all'Autorità:

   i) la somma, distinta per fascia geografica, delle energie orarie convenzionali attribuite ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria localizzati nella propria area di riferimento ricompresi nel servizio di maggior tutela al 31 marzo 2008;

   ii) il valore dell'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica trattati su base oraria localizzati nella propria area di riferimento, ricompresi nel mercato vincolato al 30 giugno 2007;";

3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;

4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione dell'Allegato A alla deliberazione n. 278/07 e l'Allegato A della deliberazione ARG/elt 29/08 risultanti dalle modifiche ed integrazioni apportate dal presente provvedimento.

Milano, 25 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**08A07481**

DELIBERAZIONE 26 settembre 2008.

**Disposizioni urgenti in materia di attuazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e delle Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.** (ARG/elts 136/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 26 settembre 2008

**Visti:**

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 15 luglio 1996;
- il provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi (di seguito: *CIP*) 11 novembre 1961, n. 949;
- il provvedimento del *CIP* 16 gennaio 1975, n. 1 (di seguito: provvedimento *CIP* n. 1/75);
- il provvedimento del CIP 30 luglio 1986, n. 42 (di seguito: provvedimento *CIP* n. 42/86);
- il provvedimento *CIP* 14 dicembre 1993, n. 15.

**Visti:**

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ( di seguito: Autorità) 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata, ed in particolare l'Allegato A recante disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 (di seguito: Testo integrato II periodo regolatorio);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, e in particolare l'Allegato A, recante le *Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione* (di seguito: deliberazione n. 292/06);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07) e in particolare l'Allegato A, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 approvato con la deliberazione n. 348/07 (di seguito: TIT) e l'allegato B, recante le Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, approvate con la deliberazione n. 348/07 (di seguito: TIC);
- la lettera dell'Autorità in data 22 settembre 2003, prot. RM/M03/2925 (di seguito: lettera 22 settembre 2003).

**Considerato che:**

- il provvedimento *CIP* n. 42/86, con decorrenza dall'1 settembre 1986, ha stabilito, che, per gli usi domestici, la potenza massima da mettere a disposizione è pari al valore della potenza impegnata aumentato del 10% e che il contributo di allacciamento richiesto agli utenti domestici è commisurato alla potenza massima messa a disposizione, oltre che alla quota a copertura della distanza dalla cabina di riferimento;
- il medesimo provvedimento *CIP* n. 42/86, ha previsto una norma transitoria, in base alla quale, per gli edifici già allacciati alla data dell'1 settembre 1986, per i quali il contributo di allacciamento sia stato corrisposto in base alle norme di cui al provvedimento *CIP* n. 949/61, paragrafo C, lettere b) e c), restano validi i valori di potenza massima a disposizione in franchigia previsti per ogni unità immobiliare dal provvedimento *CIP* n. 1/75;
- nella prassi commerciale, in occasione della prima variazione contrattuale, quale per esempio una voltura, successiva all'entrata in vigore delle disposizioni del provvedimento *CIP* n. 42/86 e riguardante forniture insistenti su prese allacciate precedentemente alla entrata in vigore dello stesso Cip 42/86, le imprese distributrici dell'energia elettrica provvedono ad adeguare il livello della potenza massima a disposizione in franchigia applicando la richiamata disposizione del provvedimento *CIP* n. 42/86 a un livello pari al valore della potenza impegnata aumentato del 10%, addebitando ai clienti finali i corrispettivi previsti dalla normativa in materia di contributi di allacciamento;
- la prassi di cui al precedente alinea è stata ritenuta corretta anche da parte degli uffici dell'Autorità, come confermato nella citata lettera 22 settembre 2003.

**Considerato inoltre che:**

- il comma 8.7 del TIC dispone che *per potenze richieste, anche con successive domande, fino a 30 kW, il distributore può installare un limitatore della potenza prelevata, fatte salve le esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori. La potenza disponibile è pari alla potenza richiesta complessiva, aumentata del 10%;*
- il comma 3.3 del TIT dispone, con riferimento a potenze contrattualmente impegnate fino a 30 kW, che il dispositivo atto a limitare la potenza prelevata sia tarato al livello della potenza contrattualmente impegnata, incrementato almeno del 10%;
- la deliberazione n. 292/06 rende obbligatoria, secondo una pianificazione temporale graduale, l'installazione in tutti i punti di prelievo in bassa tensione del territorio nazionale di misuratori elettronici con predisposizione ad essere gestiti, programmati, potenziati funzionalmente e a rendere disponibili ai soggetti aventi titolo i dati di misura rilevanti con modalità telematiche;
- l'articolo 4, lettera f), della deliberazione n. 292/06, prevede che i misuratori elettronici monofase relativi ai punti di prelievo in bassa tensione debbano essere dotati di dispositivo limitatore di potenza prelevabile che consenta, per un tempo indefinito, un supero fino al 10% del valore della potenza contrattualmente impegnata, in conformità al provvedimento CIP 42/86;
- il comma 25.1 del TIC dispone che per ogni modifica contrattuale che non richieda un aumento della potenza a disposizione si applica il solo contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi di cui alla Tabella 2 del medesimo TIC;

- alla luce dell'evoluzione della normativa, in particolare in relazione alle richiamate disposizioni della deliberazione n. 292/06, del TIT e del TIC, i contratti relativi ad utenze in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata fino a 30kW, a partire dal 1 gennaio 2008, devono prevedere una potenza disponibile di almeno il 10% superiore alla potenza contrattualmente impegnata;
- i meccanismi regolatori adottati per il terzo periodo garantiscono alle imprese distributrici la copertura dei costi connessi con la realizzazione dei piani di installazione dei misuratori elettronici e quindi anche per l'attuazione di quanto disposto dall'articolo 4, lettera f);
- a seguito di notizie pubblicate su organi di stampa, l'Autorità, con successivi approfondimenti, ha potuto accertare un'applicazione non coerente con il combinato disposto delle previsioni normative contenute nella deliberazione n. 292/06, nel TIT e nel TIC da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica.

**Ritenuto che sia necessario:**

- fornire un chiarimento interpretativo delle disposizioni contenute nel TIT e nel TIC relativamente alla limitazione della potenza prelevabile per le utenze in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata fino a 30 kW, precisando le modalità attuative delle disposizioni entrate in vigore a partire dall'1 gennaio 2008, senza produrre oneri impropri sui clienti del servizio;
- chiarire che gli adeguamenti delle potenze disponibili dei contratti per utenze in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata fino a 30 kW, necessari per rendere i medesimi contratti coerenti con le disposizioni previste dalla deliberazione n. 292/06, dal TIT e dal TIC, a partire dal primo gennaio 2008, devono essere effettuati senza oneri per il richiedente, in quanto l'onere corrispondente trova già copertura nel sistema tariffario adottato per il terzo periodo di regolazione;
- prevedere che per richieste di ulteriori aumenti di potenza, i contributi previsti dal comma 6.6 del TIC siano conseguentemente applicati solo sulla quota di potenza eccedente il livello di potenza disponibile determinato a seguito degli adeguamenti di cui al precedente ritenuto;
- disporre che siano restituite eventuali somme addebitate agli utenti del servizio di distribuzione a partire dall'1 gennaio 2008, per i casi di adeguamento della potenza disponibile a un livello pari a quello della potenza contrattualmente impegnata, incrementato almeno del 10%

**DELIBERA**

1. A decorrere dall'1 gennaio 2008, per le fattispecie disciplinate dalle norme transitorie del provvedimento *CIP* n. 42/86, come richiamate nelle premesse della presente deliberazione, l'adeguamento della potenza disponibile alle disposizioni previste dal comma 3.3 del TIT non comporta l'addebito dei corrispettivi previsti dal comma 6.6 del TIC.
2. In relazione ai punti di prelievo di cui al precedente punto 1, la cui potenza sia limitata a un valore inferiore al minimo stabilito dalle disposizioni di cui al comma 3.3 del TIT, l'impresa distributrice provvede all'adeguamento del dispositivo atto a limitare la potenza prelevata in occasione dell'installazione dei misuratori elettronici prevista dal comma 8.1 della deliberazione n. 292/06 e in ogni caso in occasione di situazioni che comportino una variazione contrattuale.

3. Eventuali addebiti di contributi connessi all'adeguamento della potenza disponibile di cui al punto 2, applicati in occasione di modifiche contrattuali intervenute successivamente all'entrata in vigore del TIT, devono essere stornati entro il 31 dicembre 2009, provvedendo ai relativi rimborsi ai clienti interessati nella prima bolletta utile.
4. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione

Milano, 26 settembre 2008

*Il presidente:* Ortis

**08A07482**

DELIBERAZIONE 29 settembre 2008.

**Aggiornamento per il trimestre 1° ottobre-31 dicembre 2008 delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela.** (ARG/elt 137/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 settembre 2008

**Visti:**

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003, recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico Spa e direttive alla medesima società;
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 novembre 2007, recante determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2008, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa;
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2007, recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2008 e direttive all'Acquirente unico Spa in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2008.

**Visti:**

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 118/03);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2006, n. 165/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 237/07;
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TILP);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 329/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 331/07;
- le deliberazioni dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, n. 350/07, n. 351/07 e n. 352/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08;
- la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 48/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 48/08);

- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08;
- la deliberazione dell'Autorità 17 giugno 2008, ARG/elt 78/08;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2008, ARG/elt 85/08;
- la deliberazione dell'Autorità 11 settembre 2008, ARG/elt 122/08.

**Viste:**

- la comunicazione della società Acquirente unico Spa (di seguito: l'Acquirente unico) del 12 settembre 2008, prot. Autorità n. 28314 del 23 settembre 2008;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 12 settembre 2008, prot. Autorità n. 28468 del 25 settembre 2008 (di seguito comunicazione 12 settembre 2008);
- la comunicazione di Terna Spa (di seguito: Terna) del 16 settembre 2008, prot. Autorità n. 28315 del 23 settembre 2008;
- la comunicazione di Terna Spa del 22 settembre 2008, prot. Autorità n. 28316 del 23 settembre 2008;
- la comunicazione di Terna Spa del 26 settembre 2008, prot. Autorità n. 28601 del 26 settembre 2008;
- la nota della Direzione Mercati 5 agosto 2008, prot. 23763, agli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali (di seguito: nota agli esercenti la maggior tutela);
- la comunicazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 17 settembre 2008, prot. 001848, ricevuta dall'Autorità in data 26 settembre 2008, prot. generale n. 28579.

**Considerato che:**

- il TIV definisce disposizioni in materia di servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia, in attuazione di quanto previsto dalla legge n. 125/07;
- ai sensi dell'articolo 7 del TIV il servizio di maggior tutela, tra l'altro, prevede l'applicazione di:
    a) corrispettivo PED;
    b) corrispettivo PPE;
    c) componente UC1;
    d) componente $DISP_{BT}$

  e che i corrispettivi di cui alle lettere a), b) e c) siano aggiornati e pubblicati trimestralmente dall'Autorità;
- il corrispettivo PED è determinato coerentemente con la finalità di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti cui è effettivamente erogato tale servizio;
- gli elementi PE e PD del corrispettivo PED sono fissati, in ciascun trimestre, in modo tale da coprire i costi sostenuti o che si stima saranno sostenuti dall'Acquirente unico rispettivamente per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica destinata alla maggior tutela;
- a partire dall'aggiornamento per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno) l'Autorità ha adottato una nuova metodologia di calcolo del recupero, determinato come differenza tra la stima dei costi annui di approvvigionamento dell'Acquirente unico e la stima del gettito del corrispettivo PED su base annua come rivalutata in occasione dei successivi aggiornamenti, tenuto conto degli importi derivanti dal conguaglio del *load profiling*, ai sensi della deliberazione n. 118/03 e del TILP;

- il comma 13.2 del TIV prevede che, ai fini delle determinazioni degli elementi PE e PD e del corrispettivo PED, l'Acquirente unico invii all'Autorità la stima dei propri costi unitari di approvvigionamento relativi all'anno solare, nonché la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti nel medesimo periodo;
- sulla base delle informazioni ricevute dagli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali che hanno risposto alla nota agli esercenti la maggior tutela e delle informazioni ricevute dall'Acquirente unico, l'importo del recupero è stimato pari a circa 278 milioni di euro, di cui 192 milioni di euro sono riconducibili ai costi di acquisto dell'energia elettrica e i rimanenti 86 milioni di euro sono riconducibili ai costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico;
- con comunicazione 12 settembre 2008 l'Acquirente unico ha reso disponibili i dati relativi ai prezzi di cessione per l'approvvigionamento di energia elettrica destinata alla maggior tutela nel periodo gennaio - dicembre 2007 ricalcolati ai sensi delle disposizioni della deliberazione ARG/elt 48/08; e che, sulla base di tali informazioni, il costo di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata alla maggior tutela nel medesimo anno risulta nel complesso inferiore di circa 53 milioni di euro rispetto a quanto stimato in occasione dell'aggiornamento per il terzo trimestre 2008;
- conseguentemente a quanto esposto nel precedente alinea, lo scostamento residuo tra i costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento di energia elettrica destinata alla maggior tutela nel 2007 e ribaltati nei prezzi di cessione ed i costi stimati a partire dai dati a suo tempo comunicati dal medesimo soggetto, ai fini della determinazione della componente CCA per il primo semestre 2007 e del corrispettivo PED nel secondo semestre 2007, risulta ad oggi quantificabile in circa 32 milioni di euro;
- con riferimento al sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato/tutelato relativo all'anno 2007, i cui termini sono sospesi dalla deliberazione ARG/elt 78/08 fino a successivo provvedimento dell'Autorità, le prime informazioni rese disponibili dalle imprese distributrici, ancorché provvisorie, evidenziano che lo squilibrio di perequazione potrebbe essere superiore ai 32 milioni di euro di cui al precedente alinea;
- le prime stime relative al suddetto squilibrio di perequazione sono da intendersi provvisorie in quanto non inserite in un contesto sistematico di raccolta dati per la perequazione e poiché non tengono conto dei conguagli quantificabili successivamente alla definizione delle partite economiche di conguaglio load profiling;
- gli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato relativi agli anni 2004 e 2005, nonché gli squilibri residui del sistema di perequazione dei medesimi costi relativi all'anno 2006 sulla base dei dati fino ad ora disponibili, risultano interamente recuperati;
- il differenziale residuo emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità nei trimestri precedenti) ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo gennaio – dicembre 2007 deve essere recuperato tramite la componente UC1 di cui comma 1.1 del TIV;
- le disponibilità finanziarie complessive attualmente gestite dalla Cassa, ove necessario, paiono adeguate a gestire eventuali transitorie carenze del Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento di cui al comma 54.1, lettera g) del TIT, alimentato dalla componente UC1;

- tenuto conto delle informazioni rese disponibili dalla Cassa circa le disponibilità del Conto oneri per la commercializzazione dell'energia, sembra emergere una necessità di gettito e che tale necessità, tenuto anche conto delle risultanze dell'attività di monitoraggio condotta dall'Autorità, è principalmente riconducibile all'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela, con particolare riferimento ai clienti non domestici.

**Ritenuto opportuno:**

- dimensionare le aliquote di recupero da applicare agli elementi PE e PD del corrispettivo PED in modo da recuperare gli importi nei successivi sei mesi;
- modificare in aumento la stima del costo medio annuo di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente unico rispetto al terzo trimestre dell'anno 2008, adeguando conseguentemente il valore dell'elemento PE;
- modificare in aumento la stima del costo medio annuo di dispacciamento dell'energia elettrica dell'Acquirente unico rispetto al terzo trimestre dell'anno 2008, adeguando conseguentemente il valore dell'elemento PD;
- fissare l'aliquota della componente UC1 ad un livello tale da consentire la copertura entro la fine dell'anno 2008 del differenziale residuo emerso dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nell'anno 2007 e che tenga conto sia della possibilità di eventuali ulteriori esigenze di gettito che potrebbero derivare dell'applicazione del meccanismo di perequazione, sia delle disponibilità finanziare complessive attualmente gestite dalla Cassa;
- adeguare il valore della componente $DISP_{BT}$ con riferimento ai clienti non domestici

**DELIBERA**

***Articolo 1***
*Definizioni*

1. Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del TIV.

***Articolo 2***
*Fissazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela*

1. I valori dell'elemento PE e dell'elemento PD per il quarto trimestre 2008 (1 ottobre – 31 dicembre) sono fissati nelle tabelle 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2 e 2.3 allegate al presente provvedimento.
2. I valori del corrispettivo PED per il quarto trimestre 2008 (1 ottobre – 31 dicembre) sono fissati nelle tabelle 3.1, 3.2 e 3.3 allegate al presente provvedimento.

***Articolo 3***
*Aggiornamento della componente UC1*

1. I valori della componente UC1 per il quarto trimestre 2008 (1 ottobre – 31 dicembre) sono fissati nelle tabelle 4.1 e 4.2 allegate al presente provvedimento.

### *Articolo 4*
*Modifiche al TIV*

1. Il TIV è modificato nei termini di seguito indicati:
   - al comma 7.3, lettere a) e b), al comma 7.4, lettere a) e b), al comma 7.4ter, lettere a) e b), al comma 18.1bis, lettere a) e b), al comma 27.1, al comma 27.4 e al comma 27.7, lettere b) e c), le parole "a 15 kW" sono sostituite dalle parole "a 16,5 kW";
   - all'articolo 15ter, comma 15ter.2 dopo la parola "salvaguardia." sono aggiunte le seguenti parole "Ai fini di permettere detta inclusione, l'esercente la salvaguardia uscente è tenuto a comunicare all'impresa distributrice, entro il 30 novembre dell'anno di effettuazione delle procedure concorsuali, i seguenti dati con riferimento a ciascun punto di prelievo relativo a clienti serviti in salvaguardia:
     a) POD identificativo;
     b) codice fiscale e partita IVA del cliente finale."
   - all'articolo 15ter, comma 15ter.7 le parole "La comunicazione di cui al comma 15ter.4 deve"sono sostituite dalle parole "Le comunicazioni di cui ai commi 15ter.2 e 15ter.4 devono";
   - la tabella 3, lettera a) del TIV è sostituita dalla seguente tabella:

**Tabella 3: Componente $DISP_{BT}$**
**a) Componente $DISP_{BT}$ di cui al comma 7.7 per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.3, lettere b) e c)**

| Tipologie contrattuali di cui comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela | | *DISP1* | *DISP3* |
|---|---|---|---|
| | | centesimi di euro/punto di prelievo per anno | centesimi di euro/kWh |
| lettera b) | Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica | - | -0,048 |
| lettera c) | Altri punti di prelievo in bassa tensione | -1392,38 | - |

### *Articolo 5*
*Disposizioni finali*

1. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dal 1 ottobre 2008.
2. Il TIV, con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento è pubblicato, successivamente all'1 ottobre 2008, sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 29 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**Tabella 1.1: Elemento PE per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | PE (centesimi di euro/kWh) |
|---|---|---|
| lettera a) | Utenza domestica in bassa tensione | 10,127 |
| lettera b) | Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | 8,774 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 11,252 |

**Tabella 1.2: Elemento PE per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | PE (centesimi di euro/kWh) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | F1 | F2 | F3 |
| lettera b) | Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | 13,369 | 10,852 | 7,062 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 13,304 | 10,848 | 7,063 |

**Tabella 1.3: Elemento PE per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1 e F23**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | PE (centesimi di euro/kWh) | |
|---|---|---|---|
| | | F1 | F23 |
| lettera a) | Utenza domestica in bassa tensione | 12,897 | 8,738 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 13,304 | 8,664 |

**Tabella 2.1: Elemento PD per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | PD (centesimi di euro/kWh) |
|---|---|---|
| lettera a) | Utenza domestica in bassa tensione | 1,102 |
| lettera b) | Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | 1,093 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 1,099 |

**Tabella 2.2: Elemento PD per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | PD (centesimi di euro/kWh) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | F1 | F2 | F3 |
| lettera b) | Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | 1,120 | 1,120 | 1,120 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 1,120 | 1,120 | 1,120 |

**Tabella 2.3: Elemento PD per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1e F23**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | PD (centesimi di euro/kWh) | |
|---|---|---|---|
| | | F1 | F23 |
| lettera a) | Utenza domestica in bassa tensione | 1,102 | 1,102 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 1,120 | 1,120 |

**Tabella 3.1 Corrispettivo PED per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | PED (centesimi di euro/kWh) |
|---|---|---|
| lettera a) | Utenza domestica in bassa tensione | 11,229 |
| lettera b) | Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | 9,867 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 12,351 |

**Tabella 3.2: Corrispettivo PED per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | PED (centesimi di euro/kWh) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | F1 | F2 | F3 |
| lettera b) | Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | 14,489 | 11,972 | 8,182 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 14,424 | 11,968 | 8,183 |

**Tabella 3.3: Corrispettivo PED per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1 e F23**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | PED (centesimi di euro/kWh) | |
|---|---|---|---|
| | | F1 | F23 |
| lettera a) | Utenza domestica in bassa tensione | 13,999 | 9,840 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 14,424 | 9,784 |

**Tabella 4.1: Componente UC1**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT | | UC1 | |
|---|---|---|---|
| | | centesimi di euro/punto di prelievo per anno | centesimi di euro/kWh |
| lettera a) | Utenza domestica in bassa tensione | - | 0,190 |
| | di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW | | |
| | per consumi annui fino a 1800 kWh | | |
| | per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh | | |
| | per consumi annui oltre 3540 kWh | | |
| | di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti | | |
| lettera b) | Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | 0,190 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | | |
| | di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW | - | 0,190 |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW | - | 0,190 |

**Tabella 4.2: Componente UC1 per i soggetti di cui al comma 73.2 del TIT**

| | ***UC1*** |
|---|---|
| | *(centesimi di euro/kWh)* |
| Alluminio primario | 0,00 |
| Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730) | 0,00 |
| Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730) | 0,00 |
| Utenze sottese, comuni rivieraschi | 0,00 |

**08A07483**

DELIBERAZIONE 29 settembre 2008.

**Aggiornamento per il trimestre ottobre-dicembre 2008 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Integrazioni al Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 .** (ARG/elt 138/08).

## L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 settembre 2008

**Visti:**

- il Trattato dell'Unione Europea, nella versione consolidata 2002/C325/01 (di seguito: il Trattato);
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il regolamento (CE) n. 659/99 del Consiglio del 22 marzo 1999, recante modalità di applicazione dell'articolo 88 del Trattato (di seguito: regolamento n. 659/99)
- il regolamento (CE) n. 794/04 della Commissione europea (di seguito: la Commissione), del 21 aprile 2004, recante disposizioni di esecuzione del regolamento n. 659/99;
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994;
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 di conversione, con modifiche, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 (di seguito: legge n. 83/03);
- la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 14 maggio 2005, n. 80 di conversione, con modifiche, del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 (di seguito: legge n. 80/05);
- la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- la decisione della Commissione Europea C (2006) 3225 def (di seguito: decisione C(2006) 3225 def);
- la decisione della Commissione Europea C (2007) 5400 del 20 novembre 2007(di seguito: C(2007) decisione 5400);
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 19 dicembre 1995 (di seguito: decreto 19 dicembre 1995);
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 dicembre 2007 (di seguito: decreto 21 dicembre 2007);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, delle Politiche per la Famiglia e della Solidarietà sociale 28 dicembre 2007, recante "Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute" (di seguito: decreto 28 dicembre 2007);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 11 aprile 2008, recante "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici" (di seguito: decreto 11 aprile 2008);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 dicembre 2002, n. 227/02;

- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03 (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2004, n. 8/04;
- la deliberazione dell'Autorità 9 agosto 2004, n. 148/04;
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, 34/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2005, n. 54/05;
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2005, n. 144/05;
- la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 13 ottobre 2005, n. 217/05, come successivamente modificata dalla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 286/05 e dalla deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2006, n. 128/06;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 281/05);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2006, n. 190/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 190/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 319/06 (di seguito: deliberazione n. 319/06);
- la deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2007, n. 145/07 (di seguito: deliberazione n. 145/07);
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2006, n. 249/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 321/06;
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2007, n. 36/07 (di seguito: deliberazione n. 36/07);
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07 (di seguito: deliberazione n. 89/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: deliberazione n. 156/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione n. 156/07 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2007, n. 266/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07, come modificato e integrato con deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2008, n. ARG/elt 30/08, (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 352/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 353/07 (di seguito: deliberazione n. 353/07);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, EEN 2/08 (di seguito: deliberazione EEN 2/08);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 38/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 38/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08, come modificata e integrata con deliberazione dell'Autorità 20 maggio 2008, ARG/elt 63/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 47/08);

- la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 48/08;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2008, ARG/elt 49/08;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2008, ARG/elt 55/08;
- la deliberazione dell'Autorità 29 maggio 2008, ARG/elt 71/08;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2008, ARG/elt 85/08;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2008, ARG/elt 86/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 86/08);
- la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 95/08);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 99/08);
- il Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione, approvato con deliberazione ARG/elt 99/08 (di seguito: TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08 (di seguito, deliberazione ARG/elt 117/08);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2008, ARG/elt 137/08;
- la comunicazione dell'Autorità 5 dicembre 2006, prot. EF/M06/5639/ao;
- la comunicazione di Alcoa Trasformazioni S.r.l. (di seguito: Alcoa) del 14 dicembre 2006, prot. AL/mb nr 112-06, ricevuta dall'Autorità in data 27 dicembre 2006, prot. generale n. 31563;
- la comunicazione congiunta del Gestore Servizi Elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) e della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 10 settembre 2008, prot. P20080032233, ricevuta dall'Autorità in data 26 settembre 2008, prot. generale 0028577;
- la comunicazione della Cassa del 17 settembre 2008, prot. n. 001848, ricevuta dall'Autorità in data 26 settembre 2008, prot. generale 0028579;
- la comunicazione del GSE 22 settembre 2008, ricevuta dall'Autorità in data 26 settembre 2008, prot. generale 0028580;
- la comunicazione della società Sogin S.p.A. (di seguito: la Sogin) del 21 maggio 2008, prot. generale n. 18426 del 23 giugno 2008 (di seguito: comunicazione 21 maggio 2008);
- la comunicazione della Sogin del 5 agosto 2008, prot. generale n. 25928 del 25 agosto 2008 (di seguito: comunicazione 5 agosto 2008);
- la comunicazione della Sogin del 24 settembre 2008, ricevuta dall'Autorità in data 26 settembre 2008, prot. generale 0028578.

**Considerato che:**

- con deliberazione n. 353/07 l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa per l'erogazione di 100 milioni di euro alla Sogin, da effettuarsi entro il 15 gennaio 2008, a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue;
- con successiva deliberazione ARG/elt 38/08, l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa di provvedere all'erogazione di ulteriori 150 milioni di euro alla Sogin, a valere sul medesimo Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue;
- le erogazioni di cui ai precedenti alinea sono state disposte a fronte delle spese straordinarie previste nel corso del 2008 per il riprocessamento all'estero del combustibile nucleare irraggiato;
- a fronte di tali spese straordinarie le disponibilità finanziarie di competenza della commessa nucleare presso la Sogin non risultano adeguate a coprire i costi ordinari fino al 31 dicembre 2008, come confermato dalle previsioni contenute nelle comunicazioni del 21 maggio 2008 e 5 agosto 2008;

- con deliberazione ARG/elt 86/08, l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa per l'erogazione di 150 milioni di euro alla Sogin, da effettuarsi entro il 31 luglio 2008, a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue;
- con la comunicazione 5 agosto 2008 la Sogin ha notificato che sarebbe necessaria un'ulteriore erogazione di 50 milioni di euro nel prossimo mese di ottobre, e che i dati contenuti nella suddetta comunicazione sono coerenti con le previsioni elaborate dagli uffici dell'Autorità.

**Considerato che:**

- il "Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione" di cui al comma 54.1, lettera e), del Testo Integrato (di seguito: conto A6) alimentato dalla componente tariffaria A6, risulta creditore di oltre 600 milioni di euro nei confronti del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate" di cui al comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato (di seguito: conto A3), alimentato dalla componente tariffaria A3;
- tenuto conto delle stime fornite dal GSE in relazione alla posizione finanziaria connessa alla gestione delle incentivazioni delle fonti rinnovabili ed assimilate, nel corso del 2008 e del primo trimestre 2009 è prevedibile il reintegro da parte del conto A3 al conto A6 di parte considerevole del suddetto credito;
- detto reintegro consente di far fronte agli ultimi oneri di cui all'articolo 1, lettera d) della legge n. 83/03 (*stranded costs*) anche in assenza di ulteriori gettiti tariffari della componente tariffaria A6 già a partire dal quarto trimestre 2008;
- non si rilevano variazioni di rilievo relativamente al fabbisogno degli altri conti di gestione relativi agli oneri generali afferenti il sistema elettrico, salvo una possibile piccola eccedenza di gettito della componente A2 rispetto agli oneri previsti per i prossimi 24 mesi relativamente alle attività nucleari residue;
- in linea con quanto previsto con deliberazione n. 348/07, con deliberazione ARG/elt 38/08 l'Autorità ha dato attuazione alla riforma delle deroghe in materia di applicazione degli oneri generali, a partire dai clienti in alta e altissima tensione, prevedendo, per detti clienti, a tendere, che le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh delle componenti A2, A3, A4 e A5 per prelievi mensili eccedenti i 4 GWh e fino a 12 GWh, siano pari al 50% dell'aliquota applicata ai prelievi mensili fino a 4 GWh e che l'esenzione completa dall'applicazione delle suddette aliquote espresse in centesimi di euro/kWh avvenga limitatamente ai prelievi eccedenti i 12 GWh/mese per punto di prelievo;
- la deliberazione ARG/elt 38/08 ha altresì previsto un percorso di gradualità nel passaggio dalle modalità di esazione delle componenti A2, A3, A4 e A5 preesistenti a quelle previste nel precedente alinea.

**Considerato che:**

- con la deliberazione ARG/elt 117/08 l'Autorità ha istituito, ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del decreto 28 dicembre 2007, una nuova componente tariffaria A, denominata As, destinata alla copertura degli oneri per la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica da parte degli utenti domestici economicamente disagiati e/o in gravi condizioni di salute (di seguito: clienti del settore elettrico in stato di disagio);
- detti oneri sono posti a capo del "Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio" di cui al comma 54.1. lettera u) del Testo Integrato, alimentato dalla componente tariffaria As;

- con la medesima deliberazione ARG/elt 117/08, l'Autorità ha tra l'altro previsto che il sistema di compensazioni per le agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio sia avviato a partire dal quarto trimestre 2008, prevedendo che:
    a) da tale data, venga avviata l'applicazione della componente tariffaria As;
    b) le compensazioni per le agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio, per i clienti che ne faranno richiesta entro il 28 febbraio 2009, siano riconosciute a valere dall'1 gennaio 2008;
- la nuova struttura tariffaria applicabile alla generalità dell'utenza domestica, introdotta dalla deliberazione ARG/elt 117/08 entra in vigore a partire dal 1 gennaio 2009 e che, pertanto, anche nel quarto trimestre 2008, resta in vigore un sistema tariffario che prevede una tutela generalizzata delle utenze domestiche situate presso abitazioni di residenza, con potenza impegnata fino a 3 kW e consumi non superiori alla media;

**Considerato che:**

- il comma 74.4 del Testo integrato prevede che a ciascun cliente finale, ammesso a beneficiare di regimi tariffari speciali ai sensi delle disposizioni dei commi 74.1 e 74.2 del medesimo Testo integrato, sia versata una componente tariffaria compensativa calcolata ai sensi del medesimo comma 74.4 ed aggiornata in coerenza con le disposizioni di cui al comma 74.5 del Testo integrato;
- con deliberazione ARG/elt 47/08 l'Autorità ha introdotto disposizioni specifiche per la società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai fini del calcolo e dell'aggiornamento della componente compensativa di cui al comma 74.4 del Testo integrato.

**Considerato che:**

- la Commissione europea, con decisione C(2006) 3225 def, ha avviato la procedura di indagine formale in merito alla proroga fino al 31 dicembre 2010 dei regimi tariffari speciali per la fornitura di energia elettrica, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05;
- con la decisione C(2007) 5400, la Commissione europea ha ritenuto incompatibile con le norme del Trattato la misura di proroga del regime tariffario speciale esistente per la società ex-Terni e sue aventi causa, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05 ed ha imposto il recupero delle somme eventualmente erogate, a tale titolo, nel corso degli anni 2005, 2006 e 2007;
- il Governo italiano ha impugnato innanzi agli organi di giustizia comunitaria la citata decisione C(2007) 5400;
- il riconoscimento delle condizioni tariffarie speciali ad Alcoa e l'erogazione della relativa componente compensativa deve essere subordinata alla presentazione di adeguata garanzia in coerenza quanto già previsto dalla deliberazione n. 190/06;
- il punto 3 della deliberazione n. 190/06 prevede che la garanzia di cui al precedente alinea è tale da coprire le somme che verranno erogate a partire dalla data di entrata in vigore della medesima deliberazione fino al 31 dicembre 2006, termine successivamente prorogato con le deliberazioni n. 319/06, n. 145/07 e ARG/elt 38/08;
- la Commissione non ha ancora espresso il proprio orientamento definitivo circa il problema dei costi energetici delle industrie ad alta intensità energetica;

- sulla base della documentazione fornita da Alcoa, soggetto beneficiario del regime tariffario agevolato di cui al decreto 19 dicembre 1995, risulta che negli anni 2004, 2005 e 2006 Enel, in qualità di fornitore sul mercato libero dell'Alcoa, ha pagato, per conto della medesima società, circa 3,3 milioni di euro relativamente al corrispettivo di cui all'articolo 37.2 della deliberazione n. 168/03 (corrispondente alla componente tariffaria UC5 applicata sul mercato vincolato), procedendo solo in una fase successiva al ribaltamento di tale onere alla suddetta società;
- detto onere deve essere considerato dalla Cassa ai fini del calcolo della componente compensativa dovuta ad Alcoa;
- il diritto alla compensazione del medesimo onere, con riferimento all'anno 2006, discende dagli effetti della legge n. 80/05; e che, pertanto, il suo riconoscimento deve essere subordinato alla presentazione delle garanzie di cui alla deliberazione n. 190/06, come successivamente modificata e prorogata;

**Considerato che:**

- con la deliberazione EEN 2/08 l'Autorità ha adeguato la deliberazione n. 36/07 al disposto dell'articolo 9 del decreto 21 dicembre 2007;
- l'articolo 11, comma 1, dell'allegato A alla deliberazione ARG/elt 95/08 prevede che gli incentivi di cui all'articolo 6 del decreto 11 aprile 2008 sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato (di seguito: conto A3);
- l'articolo 11, comma 2, del medesimo allegato A prevede altresì che i costi relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici – GSE Spa, ai fini delle verifiche sugli impianti solari termodinamici in esercizio che percepiscono gli incentivi di cui al precedente alinea, sono posti a carico del Conto A3;
- il punto 2 della deliberazione ARG/elt 99/08 prevede che il TICA ha effetti a decorrere dall'1 gennaio 2009 e che, a decorrere dalla medesima data, le deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07 continuano ad esplicare i loro effetti unicamente per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008;
- l'articolo 31, comma 3, del TICA prevede altresì che il mancato ricavo o il costo derivante ai gestori di rete per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui ai commi 25.1, 25.2, lettera a), 26.1 e 29.4 del medesimo provvedimento trova copertura, su base annuale, tramite il Conto A3.

**Ritenuto opportuno:**

- dare mandato alla Cassa di provvedere, entro il 31 ottobre 2008, all'erogazione alla Sogin di 50 milioni di euro, a titolo di acconto, a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a) del Testo integrato;
- prevedere che la Cassa sia autorizzata a riconoscere ad Alcoa la compensazione degli importi da questa sostenuti, limitatamente alla competenza degli anni 2004 e 2005, in relazione al corrispettivo di cui all'articolo 37.2 della deliberazione n. 168/03;
- disporre che il riconoscimento ad Alcoa della compensazione degli importi da questa sostenuti in relazione al corrispettivo di cui all'articolo 37.2 della deliberazione n. 168/03 di competenza dell'anno 2006, sia subordinato alla presentazione delle garanzie di cui alla deliberazione n. 190/06, come successivamente modificata e prorogata;

- avviare l'applicazione della componente tariffaria As, fissandone il valore per il quarto trimestre 2008 prudenzialmente ad un livello iniziale pari a 0,01 centesimi di euro/kWh per tutte le tipologie di utenza di cui al comma 2.2 del Testo Integrato;
- azzerare la componente tariffaria A6 a partire dal quarto trimestre 2008;
- rivedere in diminuzione la componente tariffaria A2, anche in considerazione delle disponibilità finanziarie complessive attualmente gestite dalla Cassa che, ove necessario, paiono adeguate a gestire eventuali transitorie carenze di cassa del conto finanziato dalla componente A2;
- adeguare temporaneamente in diminuzione la componente tariffaria A4, nelle more della Decisione della Commissione Europea in merito al problema dei costi energetici delle industrie ad alta intensità energetica ed in considerazione delle disponibilità finanziarie complessive attualmente gestite dalla Cassa che, ove necessario, paiono adeguate a gestire eventuali transitorie carenze di cassa del conto finanziato dalla componente A4;
- prevedere che, in relazione all'attivazione della componente As e alla revisione delle aliquote delle componenti A2 e A4, venga applicata la differenziazione di aliquota prevista dal comma 73.1 del TIT, in coerenza con il percorso di gradualità del processo di riforma delle deroghe in materia di applicazione degli oneri generali avviato con la deliberazione ARG/elt 38/08;
- confermare per il quarto trimestre 2008 il valore delle altre componenti tariffarie A, UC, con l'esclusione di UC1, e MCT previsto per il terzo trimestre 2008, come definite nella deliberazione ARG/elt 86/08;
- prevedere che per il trimestre ottobre – dicembre 2008 gli addebiti per la parte riferita al servizio di vendita di cui al comma 74.4 del Testo integrato, salvo quanto previsto per le Ferrovie dello Stato S.p.A. dall'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 47/08, siano aggiornati ai sensi del comma 74.5 del medesimo Testo integrato, con riferimento ai corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato in vigore al 30 giugno 2007, aggiornati coerentemente con le variazioni delle condizioni economiche per l'approvvigionamento dell'energia elettrica che si applicano ai clienti ammessi al servizio di maggior tutela;
- differire ulteriormente il termine di cui al punto 3 della deliberazione n. 190/06 al 31 dicembre 2008;
- modificare il Testo integrato per tener conto delle disposizioni introdotte con le deliberazioni EEN 2/08, ARG/elt 95/08 e ARG/elt 99/08

**DELIBERA**

***Articolo 1***
***Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico***

1.1 La Cassa, entro il 31 ottobre 2008, provvede all'erogazione di 50 milioni di euro alla Sogin a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a) del Testo integrato.

1.2 La Cassa è autorizzata a riconoscere al beneficiario del regime tariffario agevolato di cui al decreto 19 dicembre 1995 la compensazione degli importi da questa sostenuti, limitatamente alla competenza degli anni 2004 e 2005, in relazione al corrispettivo di cui all'articolo 37.2 della deliberazione n. 168/03.

1.3 Il riconoscimento al beneficiario del regime tariffario agevolato di cui al decreto 19 dicembre 1995 della compensazione degli importi da questa sostenuti in relazione al corrispettivo di cui all'articolo 37.2 della deliberazione n. 168/03 di competenza dell'anno 2006 è subordinato alla presentazione delle garanzie di cui alla deliberazione n. 190/06, come successivamente modificata e prorogata.

***Articolo 2***
***Differimento del termine di cui al punto 3 della deliberazione n. 190/06***

2.1 Il termine di cui al punto 3 della deliberazione n. 190/06 è differito al 31 dicembre 2008.

***Articolo 3***
***Componenti tariffarie***

3.1 I valori delle componenti tariffarie A, UC ed MCT, per il trimestre ottobre – dicembre 2008, sono fissati come indicato nelle Tabelle 1, 2, 3 e 4 allegate al presente provvedimento.

***Articolo 4***
***Disposizioni in materia di regimi tariffari speciali***

4.1 Salvo quanto disposto con deliberazione ARG/elt 47/08, per il trimestre ottobre – dicembre 2008, ai fini del computo della componente compensativa prevista dal comma 74.4 del Testo integrato, i corrispettivi relativi al servizio di vendita di cui al medesimo comma 74.4 aggiornati ai sensi del comma 74.5, sono pari ai corrispettivi in vigore al 30 giugno 2007 aggiornati, limitatamente alle componenti a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento, espresse in centesimi di euro/kWh, tramite i coefficienti correttivi fissati nella Tabella 5 allegata al presente provvedimento.

***Articolo 5***
***Integrazioni del Testo integrato***

5.1 Al comma 56.2, lettera e), dopo le parole "alla deliberazione n. 281/05" sono aggiunte le seguenti parole "per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008".

5.2 Al comma 56.2, lettera g), dopo le parole "alla deliberazione n. 89/07" sono aggiunte le seguenti parole "per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008".

5.3 Al comma 56.2 del Testo Integrato sono aggiunte le seguenti lettere:

" n) gli incentivi di cui all'articolo 6 del decreto 11 aprile 2008, ai sensi dell'articolo 11, comma 1, dell'allegato A alla deliberazione ARG/elt 95/08;

o) i costi sostenuti dal GSE relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, ai fini delle verifiche sugli impianti solari termodinamici in esercizio che percepiscono gli incentivi di cui all'articolo 6 del decreto 11 aprile 2008, ai sensi dell'articolo 11, comma 2, dell'allegato A alla deliberazione ARG/elt 95/08;

p) il mancato ricavo o il costo derivante ai gestori di rete per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui ai commi 25.1, 25.2, lettera a), 26.1 e 29.4 del Testo integrato per la connessione alle reti di cui alla deliberazione ARG/elt 99/08, ai sensi dell'articolo 31, comma 3, del medesimo provvedimento."

5.4 Al comma 60.1, lettera c), le parole “ai sensi del comma 2.4 della deliberazione n. 36/07” sono sostituite dalle seguenti parole “ai sensi del comma 2.14 della deliberazione n. 36/07, come modificata dalla deliberazione EEN 2/08”.

### *Articolo 6*
### *Disposizioni finali*

6.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal 1 ottobre 2008.

6.2 L’Allegato A della deliberazione n. 348/07 con le integrazioni di cui al presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell’Autorità.

Milano, 29 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**Tabella 1: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5,AS**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato | A2 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | *centesimi di euro/punto di prelievo per anno* | *centesimi di euro/kWh* | | | |
| | | *per consumi mensili nei limiti di 4 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 12 GWh* |
| lettera a) Utenza domestica in bassa tensione | | | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW | | | | | |
| per consumi annui fino a 1800 kWh | - | 0,101 | | | |
| per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh | - | 0,592 | | | |
| per consumi annui oltre 3540 kWh | - | 0,352 | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti | - | 0,352 | | | |
| lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | 0,191 | 0,191 | 0,191 | 0,191 |
| lettera c) Altre utenze in bassa tensione | | | | | |
| di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW | - | 0,273 | - | - | - |
| di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW | 371,85 | 0,137 | 0,137 | 0,137 | 0,137 |
| lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica | - | 0,137 | 0,137 | - | - |
| lettera e) Altre utenze in media tensione | 371,85 | 0,137 | 0,137 | - | - |
| lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g | 371,85 | 0,151 | 0,076 | 0,076 | - |
| lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV | 371,85 | 0,151 | 0,076 | 0,076 | - |

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato | A3 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *centesimi di euro/punto di prelievo per anno* | *centesimi di euro/kWh* | | | | | | | |
| | | *per consumi mensili nei limiti di 4 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 12 GWh* | *per consumi mensili nei limiti di 4 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 12 GWh* |
| | | Aliquota complessiva | | | | *Quota parte di cui al comma 47.3 del Testo integrato* | | | |
| lettera a) Utenza domestica in bassa tensione | | | | | | | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW | | | | | | | | | |
| per consumi annui fino a 1800 kWh | - | 0,332 | | | | *0,030* | | | |
| per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh | - | 1,955 | | | | *0,030* | | | |
| per consumi annui oltre 3540 kWh | - | 1,157 | | | | *0,030* | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti | - | 1,157 | | | | *0,030* | | | |
| lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | 1,132 | 1,132 | 1,132 | 1,132 | *0,030* | *0,030* | *0,030* | *0,030* |
| lettera c) Altre utenze in bassa tensione | | | | | | | | | |
| di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW | - | 0,897 | - | - | - | *0,030* | - | - | - |
| di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW | 4.469,37 | 1,216 | 1,216 | 1,216 | 1,216 | *0,040* | *0,040* | *0,040* | *0,040* |
| lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica | - | 0,897 | 0,897 | - | - | *0,030* | *0,030* | - | - |
| lettera e) Altre utenze in media tensione | 3.718,79 | 0,998 | 0,998 | - | - | *0,030* | *0,030* | - | - |
| lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g | 4.689,96 | 0,924 | 0,914 | 0,043 | - | *0,030* | *0,029* | *0,004* | - |
| lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV | 4.689,96 | 0,924 | 0,914 | 0,043 | - | *0,030* | *0,029* | *0,004* | - |

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato | A4 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | *centesimi di euro/punto di prelievo per anno* | *centesimi di euro/kWh* | | | |
| | | *per consumi mensili nei limiti di 4 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 12 GWh* |
| lettera a) Utenza domestica in bassa tensione | | | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW | | | | | |
| per consumi annui fino a 1800 kWh | - | 0,034 | | | |
| per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh | - | 0,203 | | | |
| per consumi annui oltre 3540 kWh | - | 0,120 | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti | - | 0,120 | | | |
| lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | 0,186 | 0,186 | 0,186 | 0,186 |
| lettera c) Altre utenze in bassa tensione | | | | | |
| di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW | - | 0,186 | - | - | - |
| di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW | - | 0,186 | 0,186 | 0,186 | 0,186 |
| lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica | - | 0,186 | 0,186 | - | - |
| lettera e) Altre utenze in media tensione | - | 0,186 | 0,186 | - | - |
| lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g | - | 0,221 | 0,111 | 0,007 | - |
| lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV | - | 0,221 | 0,111 | 0,007 | - |

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato | A5 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | *centesimi di euro/punto di prelievo per anno* | *centesimi di euro/kWh* | | | |
| | | *per consumi mensili nei limiti di 4 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 12 GWh* |
| lettera a) Utenza domestica in bassa tensione | | | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW | | | | | |
| per consumi annui fino a 1800 kWh | - | 0,010 | | | |
| per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh | - | 0,070 | | | |
| per consumi annui oltre 3540 kWh | - | 0,040 | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti | - | 0,040 | | | |
| lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | 0,020 | 0,020 | 0,020 | 0,020 |
| lettera c) Altre utenze in bassa tensione | | | | | |
| di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW | - | 0,030 | - | - | - |
| di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW | 366,68 | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 |
| lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica | - | 0,010 | 0,010 | - | - |
| lettera e) Altre utenze in media tensione | 366,68 | 0,010 | 0,010 | - | - |
| lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g | 366,68 | 0,010 | 0,010 | - | - |
| lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV | 366,68 | 0,010 | 0,010 | - | - |

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato | AS | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | *centesimi di euro/punto di prelievo per anno* | *centesimi di euro/kWh* | | | |
| | | *per consumi mensili nei limiti di 4 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh* | *per consumi mensili in eccesso a 12 GWh* |
| lettera a) Utenza domestica in bassa tensione | | | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW | | | | | |
| per consumi annui fino a 1800 kWh | - | 0,010 | | | |
| per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh | - | 0,010 | | | |
| per consumi annui oltre 3540 kWh | - | 0,010 | | | |
| di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti | - | 0,010 | | | |
| lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 |
| lettera c) Altre utenze in bassa tensione | | | | | |
| di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW | - | 0,010 | - | - | - |
| di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW | - | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 |
| lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica | - | 0,010 | 0,010 | - | - |
| lettera e) Altre utenze in media tensione | - | 0,010 | 0,010 | - | - |
| lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g | - | 0,011 | 0,006 | 0,006 | - |
| lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV | - | 0,011 | 0,006 | 0,006 | - |

**Tabella 2: Componente tariffaria A6**

| | Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato | *centesimi di euro per punto di prelievo /mese* | *centesimi di euro/kW/mese* | *centesimi di euro/kWh* |
|---|---|---|---|---|
| lettera a) | Utenza domestica in bassa tensione | - | 0,000 | - |
| lettera b) | Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | - | 0,000 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | 0,000 | | - |
| | di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW | | - | |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW | | 0,000 | |
| lettera d) | Utenze in media tensione di illuminazione pubblica | - | - | 0,000 |
| lettera e) | Altre utenze in media tensione | 0,000 | | - |
| | di cui: con potenza impegnata non superiore a 100 kW | | - | |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 100 kW | | 0,000 | |
| lettera f) | Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g) | 0,000 | | - |
| | di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW | | - | |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW | | 0,000 | |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW | | 0,000 | |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW | | 0,000 | |
| lettera g) | Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV | 0,000 | | - |
| | di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW | | - | |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW | | 0,000 | |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW | | 0,000 | |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW | | 0,000 | |

**Tabella 3**: **Componenti tariffarie UC3, UC4, UC6 e MCT**

| Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato | | UC3 | | UC4 | | UC6 | | | MCT | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | centesimi di euro/punto di prelievo per anno | centesimi di euro/kWh | centesimi di euro/punto di prelievo per anno | centesimi di euro/kWh | centesimi di euro/punto di prelievo per anno | centesimi di euro / kW/anno | centesimi di euro/kWh | centesimi di euro/punto di prelievo per anno | centesimi di euro/kWh |
| lettera a) | Utenza domestica in bassa tensione | - | 0,070 | | | - | 80,64 | 0,020 | - | 0,017 |
| | di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW | | | | | | | | | |
| | per consumi annui fino a 1800 kWh | | | - | 0,010 | | | | | |
| | per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh | | | - | 0,100 | | | | | |
| | per consumi annui oltre 3540 kWh | | | - | 0,050 | | | | | |
| | di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti | | | - | 0,050 | | | | | |
| lettera b) | Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | 0,070 | - | - | - | - | 0,070 | - | 0,017 |
| lettera c) | Altre utenze in bassa tensione | | | | | | | | | |
| | di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW | - | 0,070 | - | 0,030 | 682,08 | - | 0,020 | - | 0,017 |
| | di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW | - | 0,070 | - | 0,030 | 682,08 | - | 0,020 | - | 0,017 |
| lettera d) | Utenze in media tensione di illuminazione pubblica | - | 0,030 | - | - | - | - | 0,050 | - | 0,017 |
| lettera e) | Altre utenze in media tensione | - | 0,030 | - | 0,020 | 39.638,28 | - | - | - | 0,017 |
| lettera f) | Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g) | - | 0,020 | - | 0,010 | - | - | - | - | 0,017 |
| lettera g) | Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV | - | 0,020 | - | 0,010 | - | - | - | - | 0,017 |

**Tabella 4: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6, AS, UC e MCT per i soggetti di cui al comma 73.2 del Testo integrato**

| | *A2* | *A3* | | *A4* | *A5* | *A6* | *AS* | *UC3* | | *UC4* | *UC6* | | | *MCT* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)* | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)* | *(centesimi di euro/kW/anno)* | *(centesimi di euro/kWh)* | *(centesimi di euro/kWh)* |
| | | Aliquota complessiva | *Quota parte di cui al comma 47. 3 del Testo integrato* | | | | | | | | | | | |
| Alluminio primario | | | | | | | | 0,00 | 0,000 | 0,000 | 0,00 | 0,00 | 0,000 | 0,017 |
| di cui: *per consumi mensili nei limiti di 4 GWh* | 0,151 | 0,924 | *0,030* | 0,00 | 0,010 | 0,000 | 0,011 | | | | | | | |
| *per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh* | 0,076 | 0,914 | *0,029* | 0,00 | 0,010 | 0,000 | 0,006 | | | | | | | |
| *per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh* | 0,076 | 0,043 | *0,004* | 0,00 | 0,000 | 0,000 | 0,006 | | | | | | | |
| Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730) | | | | | | | | 0,00 | 0,000 | 0,000 | 0,00 | 0,00 | 0,000 | 0,017 |
| di cui: *per consumi mensili nei limiti di 4 GWh* | 0,151 | 0,924 | *0,030* | 0,221 | 0,010 | 0,000 | 0,011 | | | | | | | |
| *per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh* | 0,076 | 0,914 | *0,029* | 0,111 | 0,010 | 0,000 | 0,006 | | | | | | | |
| *per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh* | 0,076 | 0,043 | *0,004* | 0,007 | 0,000 | 0,000 | 0,006 | | | | | | | |
| Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730) | 0,000 | 0,000 | *0,000* | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,00 | 0,000 | 0,000 | 0,00 | 0,00 | 0,000 | 0,017 |
| Utenze sottese, comuni rivieraschi | 0,000 | 0,000 | *0,000* | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,00 | 0,000 | 0,000 | 0,00 | 0,00 | 0,000 | 0,017 |

**Tabella 5: Coefficienti di aggiornamento di cui all'articolo 4**

| **Per punti di prelievo dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3** | |
|---|---|
| Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F1 | 1,2521 |
| Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F2 | 1,4739 |
| Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F3 | 1,4586 |

**08A07484**

DELIBERAZIONE 29 settembre 2008.

**Aggiornamento per il trimestre 1° ottobre - 31 dicembre 2008 della tabella di cui all'Allegato C della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, 9 maggio 2007, n. 110/07, in materia di strumenti di confrontabilità dei prezzi.** (ARG/elt 139/08).

## L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 settembre 2008

**Visti:**

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07).

**Visti:**

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 maggio 2007, n. 110/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 110/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/com 34/08;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2008, ARG/elt 137/08;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2008, ARG/elt 138/08.

**Considerato che:**

- in base al punto 6 della deliberazione n. 110/07, l'Autorità aggiorna e pubblica, contestualmente agli aggiornamenti trimestrali, i valori di spesa annua, calcolata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti, derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

**Ritenuto opportuno:**

- aggiornare e pubblicare la tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07 per il quarto trimestre 2008 (1 ottobre – 31 dicembre)

**DELIBERA**

1. di sostituire la tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07, per il quarto trimestre 2008 (1 ottobre – 31 dicembre) con la *Tabella 1* allegata al presente provvedimento;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dal 1 ottobre 2008.

Milano, 29 settembre 2008

*Il presidente:* Ortis

**Tabella 1: Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (valori espressi in euro)**

| Consumo annuo (kWh) | Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione di residenza | Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione non di residenza | Cliente con potenza impegnata 4,5 kW |
|---|---|---|---|
| 1.200 | 165,60 | 299,43 | 320,15 |
| 2.700 | 421,09 | 576,76 | 597,48 |
| 3.500 | 639,48 | 724,67 | 745,40 |
| 4.500 | 903,54 | 909,56 | 930,29 |
| 7.500 | 1.458,21 | 1.464,23 | 1.484,96 |

*Spesa annua calcolata sulla base dei corrispettivi aggiornati al 4° trimestre 2008*

**08A07485**

DELIBERAZIONE 23 settembre 2008.

**Definizione delle linee guida in materia di predisposizione del programma di adempimento di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 11/07 in materia di unbundling.** (ARG/com 132/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 settembre 2008

**Visti:**

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il regolamento (CE) 1606/2002 del Parlamento Europeo e Consiglio, del 19 luglio 2002;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 9, ed in particolare l'articolo 21;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legislativo 17 gennaio 2003, n. 6;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n 73;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia";
- il decreto del Ministero delle attività produttive 21 ottobre 2005;
- il decreto del Ministero delle attività produttive 11 aprile;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 marzo 2005, n. 46/05;
- la deliberazione dell'Autorità 1 agosto 2005, n. 167/05;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2005, n. 178/05;
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07 (di seguito: deliberazione n. 11/07);
- l'allegato A alla deliberazione n. 11/07, Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione (di seguito: TIU);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07;
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2007, n. 253/07;
- la deliberazione dell'Autorità 7 dicembre 2007, n. 310/07;
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08;

- il documento per la consultazione 26 giugno 2008 recante "Linee guida in materia di predisposizione del programma di adempimenti per l'implementazione della separazione funzionale di cui all'allegato a alla deliberazione n. 11/07: obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas", DCO 22/08;
- le sentenze del Tribunale amministrativo regionale (TAR) per la Lombardia 21 febbraio 2008, n. 385/08, 386/08, 387/08, 388/08, 389/08, 390/08, 391/08, 392/08, 393/08, 394/08, 395/08, 399/08, 402/08.

**Considerato che:**

- le direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, relative, rispettivamente, a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e per il mercato del gas naturale prevedono la separazione funzionale tra le attività relative alle infrastrutture essenziali per la fornitura ai clienti finali e le altre attività ai fini della promozione della concorrenza nei due settori;
- le citate direttive per la parte relativa alla separazione funzionale sono state recepite con legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- con deliberazione n. 11/07 e s.m.i. l'Autorità ha adottato le disposizioni relative alla separazione funzionale ed alla separazione contabile;
- l'articolo 5 della deliberazione n. 11/07 rimanda ad un successivo provvedimento la definizione delle linee guida in materia di predisposizione del programma di adempimenti;
- l'art. 12, comma 2 del TIU prevede che il Gestore indipendente predispone e aggiorna un programma di adempimenti, secondo le linee guida definite dall'Autorità, contenente le misure per perseguire le finalità di cui all'art. 2, comma 1 del medesimo TIU, in particolare per escludere comportamenti discriminatori e garantisce che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza;
- il medesimo articolo 12, comma 2 del TIU prevede che il programma di adempimenti indichi gli obblighi dei componenti del Gestore indipendente e del personale subordinato per raggiungere tale obbiettivo;
- l'Autorità ha istituito un gruppo di lavoro informale in materia di separazione contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nei settori del gas e dell'energia elettrica nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità del 27 giugno 2005 n. 127/05 e tale gruppo di lavoro si è più volte riunito sia in vista della definizione della deliberazione n. 11/07, sia per definire gli schemi contabili e il manuale applicativo della medesima separazione contabile, sia, infine, per un confronto sulle indicazioni relative alle linee guida del programma degli adempimenti;
- nel corso dell' incontro tenutosi il 12 giugno 2008 con il suddetto gruppo di lavoro, la Direzione tariffe ha presentato una prima proposta di articolato relativa alle linee guida in materia di predisposizione del programma di adempimenti. Nel corso dell'incontro è emersa l'esigenza di sottoporre la predetta proposta ad una più ampia consultazione;l'Autorità ha pertanto diffuso la proposta attraverso il documento per la consultazione 26 giugno 2008 DCO 22/08.

**Considerato altresì che:**

- le linee guida in materia di predisposizione del programma di adempimenti rappresentano una sistematizzazione ed un chiarimento di quanto previsto nel TIU e le stesse devono essere considerate come un supporto alle imprese nel processo di identificazione delle aree di maggior rischio e delle relative misure di prevenzione, senza tuttavia costituire un elenco esaustivo delle stesse alla luce delle differenze che esistono sotto il profilo dimensionale ed organizzativo tra gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas soggetti agli obblighi di separazione funzionale;
- le richiamate sentenze del TAR Lombardia hanno annullato le disposizioni della deliberazione n. 11/07, che prevedevano l'inclusione dei dirigenti tra i componenti del Gestore e il loro assoggettamento al relativo regime di incompatibilità e hanno chiarito che il personale dirigente "*può restare assoggettato ad obblighi specifici comportamentali direttamente imposti dal Gestore nel suo programma di adempimenti*"
- avverso tali sentenze è stato proposto appello, tuttora pendente, sia dall'Autorità sia dagli operatori economici;
- nell'ambito del processo di consultazione sul documento DCO 22/08, gli operatori hanno formulato le seguenti osservazioni principali:
  a) fino a diversa valutazione del giudice di appello, le norme contenute nella delibera sulle linee guida per la predisposizione del programma di adempimenti dovrebbero riflettere il contenuto delle sentenze del TAR, nella parte in cui hanno stabilito che sono componenti del Gestore Indipendente solo gli amministratori ovvero i membri del consiglio di gestione;
  b) la figura del "responsabile dei rapporti con l'Autorità in merito all'attuazione del programma degli adempimenti non è prevista dal TIU e che quindi dovrebbe essere lasciata ai Gestori Indipendenti la possibilità di ricoprire tale ruolo;
  c) per la definizione delle regole di comportamento previste per il personale, anziché fare riferimento al concetto di "codice etico" sarebbe più opportuno lasciare a ciascun esercente la libertà di utilizzare, a parità di efficacia, lo strumento organizzativo più adeguato alla propria realtà aziendale;
  d) gli obblighi previsti in materia di gestione dei dati dovrebbero essere riferiti esclusivamente alle informazioni commercialmente sensibili;
  e) gli obblighi in materia di separazione contabile, essendo già accuratamente disciplinati dalla Parte V della deliberazione n. 11/07, non dovrebbero rientrare nel programma di adempimenti che, coerentemente con l'articolo 12 del TIU deve riguardare esclusivamente gli obblighi in materia di separazione funzionale;
  f) imporre una modifica ai contratti di lavoro già stipulati e negoziati al livello di contrattazione collettiva, al fine di rispettare i requisiti di indipendenza previsti dal TIU, sarebbe difficilmente realizzabile a causa degli elevati costi di transazione e delle difficoltà di modificare i contratti nazionali negoziati con le organizzazioni sindacali;
  g) la separazione fisica delle banche dati sarebbe un'operazione costosa e con tempi lunghi e ad essa sarebbe preferibile la semplice separazione logica delle stesse.

**Ritenuto necessario che:**

- pur nel rispetto del differenze che esistono sotto il profilo dimensionale ed organizzativo tra gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas soggetti agli obblighi di separazione funzionale, le linee guida debbano prevedere un contenuto minimo obbligatorio per il raggiungimento delle finalità della separazione funzionale ed in particolare per escludere comportamenti discriminatori nella gestione delle attività oggetto di separazione funzionale;
- in relazione alle suddette linee guida, debbano essere esplicitati gli obblighi minimali a carico del Gestore indipendente per l'effettiva applicazione del programma di adempimenti;
- debbano essere previste specifiche disposizioni in relazione al contenuto minimale del programma di adempimenti in relazione alla struttura organizzativa e gestionale del Gestore indipendente, ai poteri di quest'ultimo, alle procedure di predisposizione del budget delle risorse e del piano di sviluppo delle infrastrutture, alle procedure di approvvigionamento di beni e servizi dall'esterno nonché ai flussi decisionali all'interno dell'impresa, affinché il programma stesso sia strumento idoneo al perseguimento delle finalità della separazione funzionale;
- il Gestore indipendente, per ottemperare agli obblighi previsti dal Titolo III del TIU, debba dotarsi di strumenti conoscitivi e di trasparenza sulle attività separate funzionalmente, con particolare riferimento ai rapporti con le parti correlate.

**Ritenuto altresì opportuno:**

- che, in esecuzione delle citate sentenze del TAR e fermo restando l'appello proposto dall'Autorità, il programma di adempimenti attualmente imponga l'obbligo di verifica dei requisiti di indipendenza per i soggetti interessati, rappresentati ad oggi dai componenti del Gestore indipendente ed in futuro anche dai dirigenti nel caso in cui le suddette sentenze di primo grado vengano sul punto riformate all'esito del giudizio d'appello;
- accogliere le osservazioni degli operatori in merito al trattamento dei dati limitatamente alle informazioni commercialmente sensibili, allo strumento da utilizzare per le regole di comportamento del personale, alla possibilità di nominare la figura del referente dell'Autorità nella figura dello stesso Gestore indipendente e alla necessità di salvaguardare i requisiti patrimoniali acquisiti nei contratti di lavoro già stipulati anteriormente all'entrata in vigore del TIU;
- non accogliere le osservazioni degli operatori in merito all'esclusione degli obblighi per il Gestore indipendente in merito al controllo sulla separazione contabile in quanto la corretta applicazione delle procedure di quest'ultima rappresenta uno strumento e un requisito essenziale per il conseguimento delle finalità della separazione funzionale;
- non accogliere le osservazioni degli operatori in merito alla separazione fisica delle banche dati in quanto condizione essenziale per perseguire le finalità della separazione funzionale

**DELIBERA**

**Articolo 1**
*Definizioni*

1.1 Ai fini del presente provvedimento valgono le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 11/07, "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione" (di seguito: TIU), cui si aggiungono le seguenti definizioni:
- **personale:** persone fisiche legate all'impresa verticalmente integrata da un rapporto di lavoro subordinato o da un rapporto di consulenza o di prestazione d'opera retribuita;
- **personale coinvolto:** è la parte del personale che, direttamente od indirettamente, svolge mansioni relative all'attività in separazione funzionale come definita dal TIU;
- **parte correlata:** è qualsiasi soggetto o ente rientrante nella definizione di parte correlata di cui al principio contabile internazionale (IAS) n. 24;

**Articolo 2**
*Il programma degli adempimenti*

2.1 Il programma di adempimenti predisposto dal Gestore indipendente ai sensi dell'art. 12, comma 2 del TIU, e adottato dall'esercente in base alla propria organizzazione aziendale e alla propria struttura societaria, in conformità alle norme in materia di separazione funzionale di cui al TIU, si compone delle seguenti parti :
a) descrizione delle regole di *governance* dell'attività soggetta a separazione funzionale ed attestazione della loro coerenza con quanto stabilito dal TIU;
b) descrizione della struttura organizzativa e gestionale dell'attività separata funzionalmente, della sua collocazione all'interno dell'impresa verticalmente integrata, nonché dei processi decisionali che la riguardano;
c) procedure e tempi di implementazione della struttura organizzativa e gestionale dell'attività separata funzionalmente;
d) individuazione nominale dei componenti del Gestore indipendente e del personale coinvolto;
e) verifica della sussistenza dei requisiti e delle guarentigie previste dall'art. 11, commi 3 e 4 del TIU, del rispetto delle disposizioni di cui all'art. 13, comma 1 del TIU in materia di interessi economici e del codice di comportamento di cui alla successiva lettera g);
f) individuazione delle strutture aziendali e delle relative risorse umane a disposizione del Gestore indipendente per lo svolgimento delle attività previste dal TIU;
g) codice di comportamento coerente con le finalità di cui all'art. 2, comma 1 del TIU;
h) descrizione dell'iter di redazione ed approvazione del budget aziendale ed in particolare del budget relativo alle attività oggetto di separazione funzionale con individuazione delle strutture aziendali coinvolte e della loro dipendenza funzionale;

i) descrizione dell'iter di redazione ed approvazione del piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture, di cui all'art. 111, comma 1,lettera b), punto i. del TIU, con individuazione delle strutture aziendali coinvolte e della loro dipendenza funzionale;
j) descrizione delle procedure di controllo della redazione dei conti annuali separati afferenti le attività separate funzionalmente;
k) individuazione delle criticità nella gestione dei flussi inerenti le informazioni acquisite nello svolgimento delle attività di cui all'art. 7, comma 1 del TIU e delle procedure per il superamento di tali criticità;
l) individuazione nominale del garante per la corretta gestione delle informazioni di cui all'art. 15, comma 1, lettera d) del TIU;
m) piano dettagliato delle misure per realizzare la separazione fisica delle banche dati contenenti informazioni commercialmente sensibili, ai sensi dell'articolo 15 del TIU, e procedure e tempi di attuazione del piano di separazione fisica delle suddette banche dati;
n) individuazione del referente dell'Autorità in merito all'attuazione del programma degli adempimenti;
o) programmi di formazione/informazione nei confronti del personale coinvolto finalizzati al rispetto della separazione funzionale delle attività e all'attuazione del codice di comportamento;
p) definizione dei criteri di valorizzazione delle transazioni economiche;
q) definizione delle clausole da inserire nei contratti di approvvigionamento di beni e servizi con soggetti terzi, ed in particolare con le parti correlate, nel rispetto delle finalità della separazione funzionale con soggetti terzi;
r) procedure di verifica della corretta applicazione del programma di adempimenti ed eventuali azioni di revisione del programma stesso;
s) criteri di redazione del rapporto sulle misure adottate di cui all'art. 12, comma 3 del TIU e individuazione delle strutture aziendali coinvolte e la loro dipendenza funzionale;
t) modalità di predisposizione ed invio all'Autorità della reportistica relativa agli obblighi di comunicazione e delle eventuali segnalazioni previste dal TIU, incluse quelle previste dall'art. 13, comma 2 e individuazione delle strutture aziendali coinvolte e la loro dipendenza funzionale.

**Articolo 3**
*Obblighi del Gestore indipendente*

3.1 Il Gestore indipendente, entro 6 mesi dalla pubblicazione della presente deliberazione, ovvero, se successivo, entro 6 mesi dal realizzarsi delle condizioni previste dall'articolo 7 del TIU:
a) predispone la struttura organizzativa e gestionale, con le relative risorse, e stabilisce le regole di *governance* idonee a garantire che le infrastrutture oggetto di separazione funzionale siano amministrate in modo tale da promuovere la concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas e per il raggiungimento delle finalità di cui all'art. 2, comma 1 del TIU;

b) verifica la sussistenza dei necessari requisiti di indipendenza previsti per i componenti del Gestore indipendente dall'articolo 11 del TIU, e, per il garante dall'art. 15, comma 1, lettera d) del TIU medesimo e, ove non rispettati, definisce le azioni e la tempistica di adeguamento alle prescrizioni della separazione funzionale;
c) definisce le procedure e le responsabilità per la definizione del budget annuale relativo alle attività oggetto di separazione funzionale e del piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di cui all'art. 11, comma 1, lettera b) punto i. del TIU;
d) verifica la rispondenza alle finalità di cui all'art. 2, comma 1 del TIU, dei conti annuali separati dell'attività di riferimento;
e) definisce i contenuti programma di formazione/informazione destinata al personale coinvolto al fine di sensibilizzare la struttura alle responsabilità connesse alla separazione funzionale;
f) nomina un referente dell'Autorità in merito all'attuazione del programma degli adempimenti;
g) definisce i formati della reportistica per le segnalazioni da inviare all'Autorità.

3.2 Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 2, comma 1, il Gestore indipendente, entro un anno dalla pubblicazione della presente deliberazione ovvero, se successivo, entro sei mesi dal realizzarsi delle condizioni previste dall'articolo 7 del TIU:
a) attua le procedure di cui al precedente comma 1, lettera c);
b) nomina il garante di cui all'art. 1, comma 15, lettera d) del TIU e definisce il piano di misure da adottare per garantire la separazione fisica delle banche dati ai sensi dell'articolo 15 del TIU;
c) individua gli strumenti e le procedure per la gestione delle richieste e il trasferimento a soggetti che non operano sotto la sua direzione o a soggetti terzi delle informazioni commercialmente sensibili relative alle attività oggetto di separazione funzionale e le relative forme di controllo, al fine di garantire la neutralità dell'informazione;
d) definisce il codice di comportamento per il personale coinvolto, coerentemente con le finalità di cui all'art. 2, comma 1 del TIU;
e) da attuazione ai programmi di formazione/informazione di cui al precedente comma 1, lettera e);
f) individua i criteri per la valorizzazione delle transazioni economiche e dei rapporti contrattuali per l'acquisizione e la vendita di beni o servizi con i soggetti terzi e le parti correlate nel rispetto delle finalità della separazione funzionale;
g) definisce le procedure di controllo per la verifica della corretta applicazione del programma di adempimenti e predispone il rapporto sulle misure adottate di cui all'art. 12, comma 3 del TIU.

3.3 Per il solo primo anno di applicazione della separazione funzionale, entro 90 giorni dalla scadenza del termine di cui al precedente comma 2, il Gestore indipendente invia all'Autorità il programma degli adempimenti e il rapporto sulle misure adottate, ai sensi dell'art. 12, comma 3 del TIU.

3.4 Entro il 31 marzo di ogni anno successivo alla scadenza di cui al precedente comma 3, il Gestore indipendente presenta all'Autorità, su supporto informatico, il rapporto sulle misure adottate, nell'anno solare precedente, in esecuzione del programma degli adempimenti, ai sensi del comma 12.3 del TIU.

3.5 Il rapporto sulle misure adottate in esecuzione del programma degli adempimenti deve contenere almeno le indicazioni relative allo stato di applicazione di ognuna delle misure previste dall'art. 2, comma 1, lettere da a) ad o).

**Articolo 4**
*Struttura organizzativa e gestionale*

4.1 La struttura organizzativa e gestionale e le regole di *governance* delle attività oggetto di separazione funzionale, di cui al comma 3.1, lettera a), comprendono almeno:
   a) l'organigramma delle attività oggetto di separazione funzionale e la loro collocazione nel complesso delle attività aziendali, nonché l'individuazione delle responsabilità, delle relative funzioni e delle risorse di personale a disposizione;
   b) la gerarchia decisionale per la predisposizione e approvazione del budget dell'attività oggetto di separazione funzionale;
   c) la gerarchia decisionale per la predisposizione e approvazione del piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture relative all'attività oggetto di separazione funzionale di cui all'art. 11, comma 1, lettera b) punto i. del TIU;
   d) le procedure gestionali critiche per lo svolgimento dell'attività.

4.2 Nel caso in cui nel Gestore indipendente non siano presenti tutti i membri del consiglio di amministrazione, la struttura organizzativa e gestionale, oltre a quanto previsto al precedente comma 1:
   a) individua i poteri assegnati attraverso delega al Gestore indipendente tra i quali devono essere obbligatoriamente compresi: la rappresentanza verso terzi per le attività oggetto di separazione funzionale, la predisposizione della proposta del piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di cui all'art. 11, comma 1, lettera b) punto i. del TIU, l'organizzazione del personale assegnato all'attività oggetto di separazione funzionale, gli impegni di spesa per decisioni relative ad investimenti straordinari non pianificati, dettati da situazioni di oggettiva necessità e urgenza, tali da garantire una sufficiente flessibilità nella gestione dell'attività, il trattamento e l'accesso alle informazioni commercialmente sensibili, e i rapporti con le parti correlate;
   b) nell'ipotesi di applicazione dell'art. 11, comma 5, lettera c) del TIU, individua le modalità con cui il Gestore indipendente esprime parere vincolante per tutte le decisioni del consiglio di amministrazione che riguardano aspetti gestionali e organizzativi dell'attività separata funzionalmente, nonché per l'approvazione del piano di sviluppo di cui all'art. 11, comma 1, lettera b) punto i. L'elenco minimo degli argomenti su cui tale parere deve essere espresso include: la rappresentanza verso terzi, la redazione del piano di sviluppo, la definizione dell'assetto organizzativo dell'attività separata funzionalmente, le procedure di acquisto di beni e servizi nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata ai fini di cui all'art. 11, comma 1, lettera c) del TIU, il trattamento e l'accesso alle informazioni commercialmente sensibili, e i rapporti con le parti correlate.

**Articolo 5**
*Codice di comportamento*

5.1 Le regole di comportamento di cui all'art. 3, comma 2, lettera d), sono finalizzate a garantire l'applicazione dei principi di cui all'art. 2, comma 1 del TIU e devono comprendere:
   a) regole di comportamento per la generalità del personale coinvolto, ivi compresi i dirigenti che operano sotto la direzione del Gestore indipendente e che hanno responsabilità gestionali nell'attività separata funzionalmente;.
   b) meccanismi sanzionatori per la violazione delle regole di cui alla lettera a).

5.2 Per i dirigenti deve essere altresì previsto un periodo minimo di due anni, decorrenti dalla cessazione del rapporto, in cui le informazioni commercialmente sensibili acquisite nell'esercizio dell'attività separata funzionalmente sono da considerare riservate.

5.3 Nel codice di comportamento deve essere posta particolare attenzione agli obblighi di riservatezza nei confronti del personale non coinvolto nelle attività separate funzionalmente, agli obblighi di tenere un comportamento non discriminatorio e al divieto, per il personale coinvolto avente responsabilità gestionali, di accettazione di incentivi economici non legati all'attività separata funzionalmente ed in contrasto con le finalità di cui al comma 2.1 del TIU.

**Articolo 6**
*Clausole da inserire nei rapporti contrattuali di approvvigionamento di beni e servizi con soggetti terzi*

6.1 Nei rapporti contrattuali di approvvigionamento di beni e servizi con soggetti terzi, ed in particolare in quelli con le parti correlate, il Gestore indipendente assicura l'inclusione di clausole volte al rispetto, da parte dei fornitori, della riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili relative alle attività oggetto di separazione funzionale e volte al rispetto formale e sostanziale delle finalità della separazione funzionale disciplinata dal TIU. Tali clausole devono essere esplicitamente approvate dal Gestore indipendente e, qualora pertinenti la gestione delle informazioni commercialmente sensibili, anche dal garante per la corretta gestione delle informazioni, di cui all'art. 15, comma 1, lettera d) del TIU.

**Articolo 7**
*Clausole contrattuali relative ai rapporti di lavoro nelle attività oggetto di separazione funzionale*

7.1 I contratti di lavoro stipulati o rinnovati successivamente all'entrata in vigore delle presenti disposizioni, relativi al personale coinvolto nell'attività oggetto di separazione funzionale devono contenere clausole di espressa accettazione del codice di comportamento di cui al precedente articolo 5.

7.2 Nel caso dei componenti del Gestore indipendente, i relativi contratti di assunzione o incarichi professionali devono riportare clausole controfirmate che attestino:
   a) l'accettazione del codice di comportamento di cui al precedente articolo 5;

b) il rispetto dei vincoli in materia di incompatibilità di cui all'art. 11, comma 3 del TIU;
c) il rispetto dei vincoli di indipendenza di cui all'articolo 11 del TIU;
d) il rispetto del requisito di cui all'art. 13, comma 1 del TIU di non detenere, neanche indirettamente, interessi economici nelle altre attività dell'impresa verticalmente integrata.

7.3 Nei contratti di cui al precedente comma 2 devono altresì essere previsti opportuni percorsi di superamento, con tempistiche definite, di situazioni di incompatibilità e di mancanza di indipendenza, disciplinati dagli articoli 11 e 13 del TIU, precedenti all'assegnazione dei componenti del Gestore indipendente alle funzioni che rientrano nelle attività soggette a separazione funzionale, fatti salvi i diritti patrimoniali acquisiti in relazione ad attività prestate anteriormente all'entrata in vigore del TIU. Per quanto riguarda i diritti patrimoniali acquisiti successivamente all'entrata in vigore del TIU e fino all'entrata in vigore della presente deliberazione il componente del Gestore indipendente è tenuto al superamento della situazione di incompatibilità entro un termine di 24 mesi. I diritti patrimoniali acquisiti successivamente all'entrata in vigore della presente deliberazione sono in contrasto con le norme della separazione funzionale.

**Articolo 8**

*Informazioni minime sul trattamento delle informazioni commercialmente sensibili acquisite nell'ambito dell'attività soggetta a separazione funzionale*

8.1 La reportistica predisposta dal garante della corretta gestione dei dati sensibili, da fornire all'Autorità, di cui all'art. 15, comma 5, lettera b) del TIU, in tema di trattamento delle informazioni commercialmente sensibili acquisite nell'ambito dell'attività soggetta a separazione funzionale deve descrivere almeno:
a) le procedure per limitare l'accesso alle informazioni commercialmente sensibili acquisite nello svolgimento dell'attività separata funzionalmente;
b) le procedure per la tracciabilità delle informazioni commercialmente sensibili;
c) le informazioni che si prevede di rendere di pubblico accesso;
d) le procedure per la messa a disposizione delle informazioni commercialmente sensibili e le forme di accesso alle stesse;
e) il tempo di attuazione, non superiore a due anni, delle misure per garantire la separazione fisica delle banche dati contenenti informazioni commercialmente sensibili, prevista dall'articolo 15 del TIU.

**Articolo 9**

*Obblighi dell'impresa verticalmente integrata che opera nelle attività di cui all'art. 7, comma 1 del TIU secondo le modalità di cui all'art. 7, comma 5 del TIU*

9.1 L'impresa verticalmente integrata che opera nelle attività di cui all'art. 7, comma 1 del TIU secondo le modalità di cui all'art. 7, comma 5 del medesimo TIU:
a) notifica la creazione e l'effettiva attivazione della posizione organizzativa, di cui all'art. 7, comma 6, lettera a) del TIU, dedicata esclusivamente alla verifica del rispetto della disciplina che prevede il diritto di accesso effettivo o potenziale di terzi all'infrastruttura;

b) comunica i criteri di selezione del garante per il rispetto della disciplina di accesso di terzi all'infrastruttura di cui all'art. 7, comma 6, lettera b) del TIU;
c) notifica l'avvenuta nomina del garante per la corretta gestione delle informazioni, di cui all'art. 15, comma 1, lettera d) del TIU.

**Articolo 10**

*Obblighi del garante per il rispetto della disciplina di accesso di terzi all'infrastruttura di cui all'art. 7, comma 6, lettera b) del TIU*

10.1 Il garante per il rispetto della disciplina di accesso di terzi all'infrastruttura, di cui all'art. 9, comma 1, lettera b), presenta annualmente, e per il primo anno entro un anno dalla pubblicazione della presente deliberazione, all'Autorità il programma delle verifiche e delle metodologie inerenti:
a) la disciplina che prevede il diritto di accesso effettivo o potenziale di terzi all'infrastruttura;
b) i criteri di economicità della gestione.

**Articolo 11**

*Disposizioni finali*

11.1Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 23 settembre 2008

*Il presidente:* Ortis

08A07486

DELIBERAZIONE 23 settembre 2008.

**Modifiche ed integrazioni alle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas emanate con la deliberazione 18 dicembre 2006, n. 294/06 ed avvio di procedimento per la definizione di un sistema informatico centralizzato per la gestione dei profili dei clienti finali nei mercati retail di energia elettrica e di gas.** (ARG/com 134/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 settembre 2008

**Visti:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 marzo 2004, n. 40/04 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 40/04);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 138/04);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 168/04);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05 (di seguito: deliberazione n. 203/05);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06 (di seguito: deliberazione n. 108/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 294/06 (di seguito: deliberazione n. 294/06);
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007, n. 313/07 (di seguito: deliberazione n. 313/07);
- la deliberazione dell'Autorità 31 marzo 2008, ARG/elt 44/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 44/08);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 120/08);
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 17 gennaio 2007, n. 2/07 (di seguito: determinazione n. 2/07);
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 27 febbraio 2008, n. 15/08 (di seguito: determinazione n. 15/08);
- il documento per la consultazione 14 aprile 2008, DCO 9/08, intitolato "Standard nazionale di comunicazione tra gli operatori del settore del gas naturale - Terza Consultazione" (di seguito: terzo documento per la consultazione in tema di standard di comunicazione);
- il documento per la consultazione 12 giugno 2008, DCO 18/08, intitolato "Qualità dei servizi commerciali di vendita per i clienti finali di energia elettrica e gas" (di seguito: DCO 18/08);
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del terzo documento per la consultazione in tema di standard di comunicazione e del DCO 18/08.

**Considerato che:**

- con la deliberazione n. 294/06 in materia di standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas, a seguito di un procedimento sottoposto alla sperimentazione della metodologia di Analisi di Impatto della Regolazione (AIR) ai sensi della deliberazione n. 203/05, l'Autorità ha approvato le disposizioni in tema di standard di comunicazione) individuando:
  a. un'opzione base, minima e obbligatoria, caratterizzata dall'uso della posta elettronica certificata;
  b. la possibilità per il distributore di mettere a disposizione, in alternativa alla posta elettronica certificata, modalità tecniche di trasmissione più evolute, del tipo "*Application-to-Application*" e/o applicazioni Web;

c. l'obbligo in capo al distributore di rendere disponibili, a partire dall'1 ottobre 2008, in modo imparziale e non discriminatorio, soluzioni del tipo "*Application-to-Application*" e/o applicazioni Web;
d. obblighi di tempestività di trasmissione delle richieste e di corresponsione degli indennizzi automatici ai clienti finali nel rispetto di quanto previsto dal Testo integrato della qualità dei servizi gas, approvato con la deliberazione n. 168/04;

- l'Autorità ha altresì definito quali soggetti destinatari del provvedimento i distributori di gas naturale, gli utenti del servizio di distribuzione ed i venditori di gas naturale e confermato, al fine di garantire omogeneità nelle modalità operative di gestione delle richieste, che il provvedimento si applica a tutti i clienti finali allacciati a reti di distribuzione di gas per le prestazioni di qualità commerciale previste dalla deliberazione n. 168/04 e per la sostituzione del venditore nella fornitura di gas (*switching*) ai sensi della deliberazione n. 138/04;
- con la deliberazione n. 294/06:
  a. è stato fissato al 31 dicembre 2007 il termine per l'utilizzo di specifici formati, ossia Excel o equivalente per l'invio di dati numerici e Pdf per l'invio di testi, in allegato ai messaggi di posta elettronica certificata, termine che è stato prorogato al 30 settembre 2008 con la deliberazione n. 313/07, vista la complessità della materia;
  b. è stata prevista l'istituzione di un Gruppo di lavoro, avviato e disciplinato con la determinazione n. 2/07 (di seguito: Gruppo di lavoro), finalizzato alla definizione di proposte utili al completamento della regolazione in tema di standard di comunicazione, anche con riferimento a standard evoluti da utilizzare a regime, in coordinamento con le attività in materia di aggiornamento del Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione del gas, approvato con la deliberazione n. 108/06, e con il coinvolgimento delle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale nonché dei grossisti di energia;
- con la determinazione n. 15/08 è stato approvato il Piano operativo annuale per l'anno 2008, nel quale si cita la regolazione dello standard di comunicazione all'interno dell'obiettivo operativo concernente il monitoraggio e la promozione della concorrenza nella vendita al dettaglio di energia elettrica e gas;
- ai fini di favorire l'individuazione di disposizioni univoche in tema di standard di comunicazione per i due settori dell'energia elettrica e del gas, e considerata la rilevanza del portale Web denominato "*WTP web trade portal*" predisposto dal maggiore distributore di energia elettrica a seguito della liberalizzazione completa avvenuta anche in tale settore, il Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio ha ritenuto opportuno invitare alle riunioni del Gruppo di lavoro anche un rappresentante di Enel Distribuzione, che ha presentato la sua esperienza nel settore elettrico;
- le attività del Gruppo di lavoro, che si sono protratte fino ai primi mesi del 2008 e si sono dimostrate da subito particolarmente impegnative, sono state organizzate in modo tale da affrontare in sequenza la standardizzazione delle regole di business, in termini di:
  a. processo, ossia la numerosità, la sequenza e le tempistiche dei messaggi obbligatori tra mittente e ricevente, a seconda della tipologia di prestazione;
  b. semantica, ossia i contenuti minimi di ciascun messaggio, sempre differenziando per tipologia di prestazione e fissando le necessarie regole complementari come, ad esempio, i criteri di validità;
  c. sintassi, ossia il formato delle informazioni;

- i partecipanti al Gruppo di lavoro, all'avvio delle attività, hanno richiesto di tener conto dei seguenti aspetti generali:
  a. il diverso grado di integrazione informatica e la parziale diffusione di canali "*Application to Application*" all'interno delle varie aziende di distribuzione;
  b. l'impatto delle disposizioni sia in termini di tecnologia che di possibili cambiamenti organizzativi;
  c. l'opportunità di tenere nella giusta considerazione gli investimenti già fatti da alcuni esercenti;
  d. la necessità di non dettare disposizioni eccessivamente rigide, pur individuando regole e contenuti minimi delle comunicazioni;
  e. l'importanza di curare l'allineamento con altre attività in corso e la convergenza dei settori elettrico e gas soprattutto per quanto riguarda la regolazione della vendita e della qualità commerciale;
- gli esiti delle attività del Gruppo di lavoro sono stati poi riportati nel terzo documento per la consultazione in tema di standard di comunicazione, che ha presentato proposte in tema di:
  a. definizione dei flussi, in termini di sequenza minima, regole di ammissibilità e semantica delle comunicazioni, relativi alle prestazioni di:
     i) preventivazione lavori;
     ii) esecuzione lavori;
     iii) attivazione della fornitura;
     iv) disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale;
     v) riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità;
     vi) verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale;
  b. definizione dell'appuntamento con il cliente finale, prospettando di assegnarne la responsabilità al venditore (o all'utente del servizio di distribuzione, qualora i due soggetti non coincidano) solo qualora il distributore abbia reso disponibile l'accesso ad uno strumento evoluto di tipo "*Application to Application*" o applicazione internet per la definizione dell'appuntamento con il cliente finale in tempo reale;
  c. gestione dello stradario, suggerendo quale soluzione di breve periodo, con lo scopo di incrementare l'efficienza e ridurre i passaggi ridondanti, che ogni distributore renda accessibile il proprio stradario in formato elettronico, ad esempio in Excel o formato equivalente, tramite il proprio sito internet;
  d. aggiornamento periodico delle informazioni di competenza, proponendo che tale aggiornamento venga effettuato mensilmente, a cominciare ad esempio dalla titolarità del punto di riconsegna oppure dallo stato di consistenza del parco dei gruppi di misura;
  e. verificabilità delle informazioni e dei dati scambiati, prospettando il salvataggio e l'archiviazione in formato elettronico, per un periodo non inferiore ai tre anni solari, dei tracciati con i contenuti minimi individuati per ciascuna transazione, in linea con le disposizioni in tema previste dal Testo integrato della qualità dei servizi gas;
  f. standard evoluto, proponendo sostanzialmente il formato XML (*Extensible Markup Language*) quale vettore per l'automatizzazione degli scambi informativi (abilitante l'integrazione sia con i sistemi informatici del distributore che con quelli dell'utente) ed enucleando alcune caratteristiche imprescindibili che il canale evoluto messo a disposizione dal distributore dovrebbe possedere:
     i) la conduzione in tempo reale sia delle richieste singole che di quelle massive (verifica di ammissibilità);

ii) la possibilità di seguire l'intero ciclo di vita della pratica, in modo sincrono o asincrono, ma in quest'ultimo caso con un ritardo temporale non superiore ad un giorno lavorativo;
iii) la disponibilità della funzionalità di ricerca strutturata e libera, il cui esito dovrebbe essere scaricabile su file in formato fruibile dall'utente;
iv) la fissazione dell'appuntamento con il cliente finale in tempo reale per abilitare l'utente alla "*one call solution*", soluzione che massimizza la qualità del servizio percepita dal cliente finale e minimizza il costo complessivo di processo;

- le osservazioni pervenute al terzo documento per la consultazione in tema di standard di comunicazione hanno evidenziato:
  a. la condivisione circa la proposta di sequenza minima e l'unanime indicazione di non stabilire un tempo massimo a disposizione dell'utente del servizio di distribuzione per il rinvio della richiesta corretta, in quanto in tal caso quella specifica richiesta è considerata non processabile dal distributore e, pertanto, viene annullata;
  b. la necessità di definire in modo più puntuale la data di ricevimento della richiesta, a seconda che essa venga inviata al distributore tramite posta elettronica certificata o uno strumento di comunicazione evoluto;
  c. la difficoltà, da parte di alcuni soggetti, al rispetto delle tempistiche previste dal Testo integrato della qualità dei servizi gas in caso di comunicazione massiva tramite posta elettronica certificato, a causa del maggior onere gestionale;
  d. la condivisione di massima circa le proposte in tema di regole di ammissibilità delle richieste e l'unanime indicazione di fissare un tempo massimo per la verifica del distributore, affinché la controparte riceva il riscontro di non ammissibilità della richiesta in tempi certi; alcuni soggetti hanno richiesto di non considerare errore sostanziale la non identificazione dell'indirizzo per l'appuntamento sia per evitare che errori materiali di scarsa rilevanza possano avere conseguenze gravose a discapito della tempestività e dell'efficienza sia perché potrebbe accadere di non essere a conoscenza di tale informazione, come nel caso di nuove lottizzazioni;
  e. la formulazione di varie possibili soluzioni per superare la criticità della non conoscenza del codice del punto di riconsegna del gas (di seguito: PdR) necessario per la richiesta di accesso alla rete di distribuzione ai fini dell'attivazione della fornitura, tra cui la pubblicazione in internet dei codici PdR con aggiornamento mensile oppure l'invio di una richiesta al distributore, tramite posta elettronica certificata, contenente i dati conosciuti e successiva risposta del distributore con il codice PdR;
  f. la proposta di non appesantire gli scambi che avvengono tramite posta elettronica certificata con passaggi informativi considerati onerosi dalla quasi totalità dei soggetti, quali le comunicazioni di:
     i) fissazione dell'appuntamento da parte del distributore con il cliente finale, eliminando anche dalla sequenza la "Causale Appuntamento", mentre si è d'accordo con la proposta di prevedere la comunicazione in caso di esito negativo dell'appuntamento;
     ii) avvio lavori per la prestazione di esecuzione lavori;
     iii) ricezione della documentazione per la prestazione di attivazione della fornitura, ai sensi della deliberazione n. 40/04;
     iv) dichiarazione di realizzazione delle opere necessarie;

v) diritto all'indennizzo e sua valorizzazione, poiché si ritiene di non essere a conoscenza di tali informazioni al momento della trasmissione dell'esito della prestazione richiesta;

g. la non condivisione, per il flusso riguardante la prestazione di attivazione della fornitura, dell'ipotesi di introdurre in capo al distributore l'obbligo di decidere se l'impianto, a cui la richiesta si riferisce, sia soggetto o meno all'accertamento documentale ai sensi della deliberazione n. 40/04 e la richiesta di completare il flusso al fine di ricomprendere tutte le casistiche di attivazione della prestazione;

h. una non unanime condivisione da parte dei soggetti che hanno preso parte alla consultazione della proposta di rinviare la completa definizione dello standard di comunicazione per la prestazione di *switching*; viene sottolineata, infatti, l'urgenza di concludere il processo avviato per questa prestazione così importante per l'apertura dei mercati;

i. la condivisione dell'opportunità di estendere le disposizioni in tema di standard di comunicazione al settore elettrico, tenuto conto delle sue specificità rispetto al settore del gas, mediante un percorso analogo a quello seguito per il gas;

- con il DCO 18/08 l'Autorità ha confermato tra i suoi obiettivi strategici quello di pervenire ad una regolazione unica della qualità commerciale per le attività di vendita di energia elettrica e di gas tenuto conto della "convergenza" in atto dell'attività di vendita al dettaglio tra i due settori dell'energia elettrica e del gas, dato che sempre più soggetti esercenti la vendita operano in entrambi i settori e stanno sviluppando offerte di tipo *dual energy*;
- le osservazioni pervenute al DCO 18/08 hanno evidenziato l'urgenza di completare la disciplina in tema di standard di comunicazione per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas dato che questo rappresenta un presupposto imprescindibile per la completa attuazione della regolazione della qualità commerciale per le attività di vendita di energia elettrica e di gas che l'Autorità si accinge ad emanare.

**Considerato, inoltre, che:**

- il settore elettrico ed, in particolare, il mercato elettrico al dettaglio presenta un assetto più stabile e strutturato rispetto a quello del gas sia in termini di configurazione delle attività da svolgere che di rapporti contrattuali che legano i diversi soggetti operanti nelle attività *downstream* della filiera elettrica, vale a dire le attività di misura, dispacciamento, distribuzione e vendita al dettaglio di energia elettrica;
- per la gestione dei rapporti contrattuali e le loro variazioni nel mercato elettrico al dettaglio è prefigurabile un passaggio dalla nozione di standard di comunicazione dei dati del cliente finale ad un concetto più evoluto quale quello di "accesso a profili descrittivi del cliente finale" aventi natura e finalità anche diversa tra loro, quali i profili concernenti i dati di misura dei prelievi, i dati anagrafici (POD, tensione, etc.), nonché, eventualmente, i dati relativi alle situazioni di criticità quanto ad adempimenti contrattuali dei clienti finali;
- il passaggio al citato concetto di "accesso a profili descrittivi del cliente finale" è stato anche segnalato da alcuni operatori operanti nella vendita al dettaglio di energia elettrica come elemento essenziale per consentire uno sviluppo ordinato e concorrenziale del mercato medesimo, riducendo al contempo gli eventuali vantaggi competitivi detenuti da operatori integrati verticalmente almeno nelle attività *downstream* di cui al precedente alinea;

- operativamente, le segnalazioni di cui al precedente alinea identificano sostanzialmente nella "*costruzione di un data base contenente i dati tecnici (POD, tensione, etc.) necessari per la gestione dei contratti in essere da parte del venditore autorizzato espressamente dal cliente finale ad accedere ai medesimi dati*" l'elemento centrale che l'Autorità potrebbe farsi carico di promuovere in questa fase di relativa maturazione nel mercato elettrico al dettaglio, non escludendo di estendere l'esperienza acquisita anche al mercato al dettaglio del gas naturale.

**Ritenuto che:**

- sia necessario modificare ed integrare le disposizioni in tema di standard di comunicazione per soggetti operanti nel settore del gas emanate con la deliberazione n. 294/06, anche al fine di recepire la disciplina relativa alla Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG), approvata con la deliberazione ARG/gas 120/08, prevedendo in particolare:
  a. che lo standard di comunicazione evoluto utilizzi come vettore il formato XML (*Extensible Markup Language*) e che esso debba essere implementato di concerto tra le associazioni dei distributori, dei venditori e dei grossisti affinché i processi siano il più possibile automatizzati, anche quando l'utente del servizio di distribuzione debba interfacciarsi con più distributori che adottano soluzioni tra loro differenti;
  b. i requisiti minimi dello strumento di comunicazione evoluto, stabilendo in particolare che esso consenta all'utente del servizio almeno:
     i) lo scambio di informazioni tramite il vettore XML;
     ii) l'inserimento e l'estrazione massivi di dati in formati di facile fruizione per l'utente del sistema;
     iii) la verifica di ammissibilità in tempo reale per le richieste singole e con un ritardo temporale non superiore ad 1 (un) giorno lavorativo per le richieste massive;
     iv) la ricerca strutturata e libera di una richiesta e di tutte le informazioni necessarie a definirne il *tracking*, almeno per un anno solare dalla data di ricevimento della richiesta da parte del distributore;
     v) il *booking on line* dell'appuntamento con il cliente finale per l'esecuzione della prestazione richiesta;
     vi) il ricevimento dell'avviso automatico di avvenuta predisposizione del preventivo richiesto;
  c. la possibilità di effettuare dei caricamenti massivi dei dati anche quando il distributore abbia reso disponibile la funzionalità di *Booking on line*, a garanzia della massima efficienza e flessibilità per l'utente del servizio di distribuzione nella gestione delle richieste presentate dal cliente finale;
- sia opportuno, tenuto conto di quanto esposto al precedente alinea, riconoscere agli operatori del settore del gas un congruo periodo di tempo per i necessari adeguamenti, anche in considerazione delle novità introdotte dalla deliberazione ARG/gas 120/08, differendo al 1° aprile 2009 il termine di cui all'articolo 13, comma 13.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 294/06, previsto per la messa a disposizione da parte dei distributori con almeno 100.000 clienti finali di uno strumento di comunicazione evoluto, e di prevedere il termine del 1° aprile 2010 quale decorrenza di tale obbligo per i restanti distributori;

- sia necessario stabilire che nel caso in cui il distributore abbia provveduto a rendere disponibile un sistema che garantisca il *Booking on line* la fissazione dell'appuntamento per l'effettuazione della prestazione richiesta dal cliente finale, in presenza di un contratto di fornitura, debba competere all'utente del servizio in quanto tale modalità risulta da una parte la più efficiente per il sistema e, dall'altra, quella di maggior soddisfazione per il cliente finale;
- sia opportuno prevedere che gli utenti del servizio di distribuzione siano tenuti ad utilizzare esclusivamente lo strumento di comunicazione evoluto, una volta reso disponibile dal distributore interessato in modo imparziale e non discriminatorio, al fine di favorire un'accelerazione nell'efficientamento dei flussi di informazioni necessari per l'effettuazione delle prestazioni richieste dai clienti finali;
- sia opportuno definire con successivi provvedimenti dell'Autorità le disposizioni di maggior dettaglio in tema di regole di trasmissione e di ammissibilità delle richieste, di formati per la trasmissione delle informazioni e di contenuti minimi delle richieste delle prestazioni;
- sia necessario avviare la revisione del Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione del gas, approvato con la deliberazione n. 108/06, in modo da recepire le modifiche alle disposizioni in tema di standard di comunicazione;
- sia necessario estendere la partecipazione al Gruppo di lavoro istituito dalla deliberazione n. 294/06 alle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione e di vendita di energia elettrica affinché possa fornire elementi utili per una rapida estensione della disciplina in tema di standard di comunicazione emanata dall'Autorità per gli operatori del settore del gas a quelli al settore elettrico, tenuto conto delle sue specificità rispetto al settore del gas.

**Ritenuto, inoltre, che:**

- sia opportuno avviare un procedimento per la definizione e l'implementazione di un sistema informatico centralizzato per la gestione dei diversi profili dei clienti finali nei mercati retail di energia elettrica e di gas, dando priorità alla realizzazione di tale sistema nel settore elettrico ed, in una successiva fase, a quello del gas naturale sfruttando le esperienze acquisite nell'implementazione elettrica di tale sistema e le indubbie "convergenze" tra i due settori;
- sia opportuno riunire nel predetto procedimento anche le attività già svolte sinora nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 44/08

**DELIBERA**

1. di approvare le "Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori nel settore del gas naturale", allegate al presente provvedimento (*Allegato A*), di cui forma parte integrante e sostanziale, che sostituisce ed abroga l'Allegato A alla deliberazione n. 294/06;
2. di definire con successivi provvedimenti le disposizioni di maggior dettaglio in tema di standard di comunicazione con riferimento, in particolare, alle regole di trasmissione e di ammissibilità delle richieste, di formati per la trasmissione delle informazioni e di contenuti minimi delle richieste delle prestazioni.

3. di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità affinché, sentito il Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità, provveda all'aggiornamento del Codice di Rete tipo per il servizio di distribuzione del gas, approvato con la deliberazione n. 108/06, al fine di recepire le modifiche ed integrazioni alle disposizioni in tema di standard di comunicazione introdotte con il presente provvedimento;
4. di stabilire che il Gruppo di lavoro istituito con la deliberazione 18 dicembre 2006, n. 294/06 sia anche finalizzato alla definizione di proposte utili all'estensione della regolazione in tema di standard di comunicazione, prevista dall'Autorità per i soggetti operanti nel settore del gas, al settore elettrico, tenuto conto delle sue specificità rispetto al settore del gas, coinvolgendo anche le associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione e di vendita di energia elettrica, dando altresì mandato al Direttore Generale dell'Autorità di provvedere con successivo provvedimento alle necessarie modifiche della disciplina di funzionamento del Gruppo di lavoro;
5. di avviare un procedimento teso alla definizione ed implementazione di un sistema informatico centralizzato per la gestione dei profili descrittivi del cliente finale aventi natura e finalità anche diversa tra loro, quali i profili concernenti i dati di misura dei prelievi, i dati anagrafici, nonché, eventualmente, i dati relativi alle situazioni di criticità quanto ad adempimenti contrattuali dei clienti finali, riunendo a tal fine le attività già svolte nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 44/08;
6. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità affinché, con la collaborazione del Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio, ponga in essere tutte le attività istruttorie finalizzate alla conduzione del predetto procedimento, dando priorità alle attività relative alla realizzazione del predetto sistema per il mercato elettrico al dettaglio;
7. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 23 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**Allegato A**

# DISPOSIZIONI DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS IN TEMA DI STANDARD DI COMUNICAZIONE

*Titolo I Definizioni ed ambito di applicazione*

## Articolo 1
*Definizioni*

1.1 Ai fini del presente provvedimento recante disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di scambio di informazioni tra gli operatori del settore del gas si applicano le definizioni dell'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, le definizioni della deliberazione n. 138/04, del Testo integrato della qualità dei servizi gas approvato con la deliberazione n. 168/04, della RQDG approvata con la deliberazione ARG/gas 120/08 nonché le seguenti definizioni:

- "Application-to-Application" è una modalità di gestione che si avvale di interfacce di comunicazione ossia di un insieme di protocolli che consentono ad applicazioni diverse di comunicare tra loro in modo automatizzato;
- "applicazione internet" è un programma sviluppato adottando tecnologie internet;
- "Autorità" è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- "decreto del Presidente della Repubblica 11 febbraio 2005, n. 68" è il regolamento recante disposizioni per l'utilizzo della posta elettronica certificata a norma dell'articolo 27 della legge 16 gennaio 2003, n. 3;
- "deliberazione ARG/gas 120/08" è la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08;
- "deliberazione n. 138/04" è la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04, e successive modifiche ed integrazioni;
- "deliberazione n. 168/04" è la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04, e successive modifiche ed integrazioni;
- "messaggio di posta elettronica certificato" è un documento informatico composto dal testo del messaggio, dai dati di certificazione e dagli eventuali documenti informatici allegati;
- "piattaforma" è l'infrastruttura informatica, comprendente sia hardware che software, su cui vengono elaborati i programmi applicativi;
- "posta elettronica certificata" è ogni sistema di posta elettronica nel quale è fornita al mittente documentazione elettronica attestante l'invio e la consegna di documenti informatici;
- "RQDG" è la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, approvata con la deliberazione ARG/gas 120/08;

- "richiesta massiva" è una comunicazione contenente un numero di richieste relative alla stessa prestazione e pari almeno a 20; non può essere gestita tramite richieste massive la prestazione di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità;
- "sito internet" è l'insieme strutturato di pagine *Web* utilizzato per veicolare informazioni o erogare servizi;
- "strumento di comunicazione evoluto" è una soluzione del tipo "*Application-to-Application*" o una applicazione internet per lo scambio di informazioni.

**Articolo 2**
*Ambito di applicazione*

2.1 Sono tenuti all'attuazione del presente provvedimento:

a) i distributori di gas naturale;

b) i venditori di gas naturale;

c) gli utenti del servizio di distribuzione del gas naturale, qualora diversi dai soggetti di cui alla precedente lettera b).

2.2 Il presente provvedimento si applica allo scambio di informazioni finalizzate all'effettuazione:

a) delle prestazioni di qualità commerciale previste dalle deliberazioni n. 168/04 e ARG/gas 120/08 richieste da clienti finali allacciati ad una rete di distribuzione di gas naturale, ivi inclusi i clienti finali alimentati in media o alta pressione;

b) della sostituzione del venditore nella fornitura di gas naturale ai sensi della deliberazione n. 138/04.

2.3 Il presente provvedimento può essere applicato dai soggetti di cui al comma 1 su base volontaria anche per prestazioni diverse da quelle di cui al comma 2, previo accordo tra le parti.

*Titolo II – Standard di comunicazione*

**Articolo 3**
*Elementi dello standard obbligatorio di comunicazione*

3.1 I soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, sono tenuti ad effettuare lo scambio di informazioni di cui al precedente articolo 2, comma 2, attraverso lo standard obbligatorio di comunicazione caratterizzato con riferimento alle informazioni trasmesse:

a) dai formati per la trasmissione delle informazioni;

b) dalle regole di trasmissione e ammissibilità delle richieste;

c) dai contenuti minimi obbligatori delle informazioni;

d) dal sistema di trasmissione delle informazioni di cui al successivo articolo 4.

3.2 Le comunicazioni scambiate attraverso lo standard obbligatorio di comunicazione di cui al precedente comma non necessitano di conferma cartacea mediante invio postale o fax, fatta salva la possibilità di ricorrere a tali canali di comunicazione solo nel caso in cui si verifichi un disservizio nei sistemi telematici di durata superiore alle 12 ore.

3.3 L'Autorità definirà con successivi provvedimenti le regole di trasmissione e di ammissibilità delle richieste, i formati per la trasmissione delle informazioni, i contenuti minimi delle richieste relative a ciascuna delle prestazioni di cui al precedente articolo 2, comma 2.

**Articolo 4**
*Sistema di trasmissione delle informazioni*

4.1 Le comunicazioni relative alle prestazioni di cui al precedente articolo 2, comma 2, devono essere trasmesse attraverso uno strumento di comunicazione evoluto.Il distributore ha l'obbligo di renderlo disponibile in modo imparziale e non discriminatorio all'utente del servizio di distribuzione, che è tenuto ad avvalersene anche per la fissazione dell'appuntamento con il cliente finale ai fini dell'effettuazione della prestazione richiesta.

4.2 Lo strumento di comunicazione evoluto consente almeno:

a) lo scambio di informazioni tramite il vettore XML (*Extensible Markup Language*);

b) l'inserimento e l'estrazione massivi di dati in formati di facile fruizione per l'utente del sistema;

c) la verifica di ammissibilità in tempo reale per le richieste singole e con un ritardo temporale non superiore ad 1 (un) giorno lavorativo per le richieste massive;

d) la ricerca strutturata e libera di una richiesta e di tutte le informazioni necessarie a definirne il *tracking* per i diversi stati della richiesta, almeno per un anno solare dalla data di ricevimento della richiesta da parte del distributore;

e) il *booking on line* dell'appuntamento, a cura del venditore, con il cliente finale per l'esecuzione della prestazione richiesta;

f) il ricevimento dell'avviso automatico di avvenuta predisposizione del preventivo richiesto.

4.3 Per i casi di manutenzione programmata o guasti dei sistemi di trasmissione delle informazioni adottati può essere utilizzata la posta elettronica certificata, previo adeguato preavviso.

4.4 I requisiti tecnici delle piattaforme utilizzate per l'invio della posta elettronica certificata devono rispettare quanto previsto dal decreto del Presidente della Repubblica 11 febbraio 2005, n. 68.

### Articolo 5
*Tempi di adozione*

5.1 L'obbligo di dotarsi di uno strumento di comunicazione evoluto, conforme almeno a quanto previsto dal precedente articolo 4, comma 2 , lettere da a) ad e), decorre, con riferimento al numero di clienti finali alimentati in bassa pressione al 31 dicembre 2008:

a) a partire dall'1 aprile 2009 per i distributori con almeno 100.000 clienti finali;

b) a partire dall'1 aprile 2010 per i distributori con meno di 100.000.

5.2 Il distributore è tenuto ad implementare e rendere disponibile anche la funzionalità di cui al precedente articolo 4, comma 2, lettera f), entro i 90 (novanta) giorni solari successivi alla data di messa a disposizione del sistema.

### Articolo 6
*Ricevibilità delle comunicazioni e disposizioni transitorie*

6.1 Fino ai termini di cui al precedente articolo 5, comma 1, i soggetti a cui si applica il presente provvedimento:
a) sono tenuti ad accettare le comunicazioni inviate attraverso la posta elettronica certificata o, qualora reso disponibile, attraverso uno strumento di comunicazione evoluto, purché rispondente almeno alle disposizioni di cui al successivo comma 2;
b) non sono tenuti a processare le comunicazioni non inviate attraverso la posta elettronica certificata o, qualora reso disponibile, attraverso uno strumento di comunicazione evoluto, purché rispondente almeno alle disposizioni di cui al successivo comma 2.

6.2 Lo strumento di comunicazione evoluto di cui al precedente comma deve essere reso disponibile in modo imparziale e non discriminatorio e deve consentire:
a) fino al 31 dicembre 2008 almeno le funzionalità di cui al precedente articolo 4, comma 2, lettera d);
b) dall'1 gennaio 2009 almeno le funzionalità di cui al precedente articolo 4, comma 2, lettere b) e d).

6.3 Il distributore che intende avvalersi di quanto previsto dai precedenti commi, almeno 30 (trenta) giorni solari prima della messa a disposizione di soluzioni del tipo "*Application-to Application*" e/o applicazioni internet:

a) pubblica nel proprio sito internet nella sezione di cui al successivo articolo 7, comma 1, lettera c), il tipo di soluzione resa disponibile, le istruzioni per avvalersene e la data a partire dalla quale la soluzione è operativa;

b) comunica mediante posta elettronica certificata a ciascuno dei propri utenti del servizio di distribuzione le informazioni di cui alla precedente lettera a).

6.4 In caso di mancata messa a disposizione di un sistema di trasmissione delle informazioni pienamente conforme a quanto previsto dal precedente articolo 4, comma 2, lettera e), il distributore è tenuto a provvedere alla fissazione dell'appuntamento con il cliente finale ai fini dell'effettuazione della prestazione richiesta.

6.5 I file allegati ai messaggi di posta elettronica certificata di cui al precedente comma 1 sono in formato Excel o equivalente per l'invio di dati numerici e in formato Pdf per l'invio di testi.

*Titolo III – Obblighi relativi allo standard di comunicazione*

**Articolo 7**
*Obblighi di informazione*

7.1 I soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, sono tenuti a:
a) dotarsi di sito internet ed a comunicarne gli estremi alle controparti;
b) dotarsi di posta elettronica certificata;
c) pubblicare nel proprio sito internet in una sezione facilmente accessibile denominata "Scambio di informazioni tra gli operatori":
(i) l'indirizzo di posta elettronica certificata a cui far pervenire le comunicazioni;
(ii) il numero di fax ed il recapito di posta a cui far pervenire in alternativa la documentazione nel caso previsto al precedente articolo 3, comma 2;
c) comunicare tempestivamente alle controparti tramite lo strumento di comunicazione evoluto oppure tramite posta elettronica certificata ogni eventuale variazione nei dati di cui al presente articolo.

7.2 Il distributore è tenuto a pubblicare altresì:
a) tutte le informazioni utili all'utilizzo del sistema di trasmissione delle informazioni di cui al precedente articolo 4, compresi i riferimenti organizzativi;
b) i *template* e/o i tracciati, definiti per ciascun scambio informativo in conformità a quanto disposto dai provvedimenti di cui al precedente articolo 3, comma 3, al più tardi entro 60 (sessanta) giorni solari dalla data di pubblicazione degli stessi.

**Articolo 8**
*Tempestività di trasmissione delle richieste dei clienti finali*

8.1 Il venditore di gas naturale, qualora diverso dall'utente del servizio di distribuzione di gas naturale, è tenuto ad assicurare che le richieste di prestazione vengano inviate al distributore di gas naturale interessato entro 3 (tre) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta da parte del cliente finale, mediante accordi con l'utente del servizio di distribuzione e con gli altri soggetti eventualmente interposti.

**Articolo 9**
*Corresponsione degli indennizzi ai clienti finali*

9.1 I soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, lettere a) e c), provvedono ad inviare tramite posta elettronica certificata alle controparti interessate, in accompagnamento al pagamento degli indennizzi automatici, una comunicazione contenente l'elenco dei clienti finali aventi diritto a percepire l'indennizzo automatico, individuati ciascuno dal codice del punto di riconsegna del gas, ove definito, o dal codice univoco definito ai sensi delle deliberazioni n. 168/04 e ARG/gas 120/08.

9.2 L'utente del servizio di distribuzione, qualora diverso dal venditore di gas naturale, assicura il rispetto di quanto previsto dalle deliberazioni n. 168/04 e ARG/gas 120/08 in tema di corresponsione degli indennizzi automatici a favore dei clienti finali aventi diritto mediante accordi con il venditore di gas naturale e con gli altri soggetti eventualmente interposti.

08A07487

DELIBERAZIONE 2 ottobre 2008.

**Linee guida sull'applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera *c)*, della legge 14 novembre 1995, n. 481.** (ARG/com 144/08).

## L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 2 ottobre 2008

**Visti:**

- l'articolo 2, comma 20, lettera c) della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 24 novembre 1981, n. 689;
- l'art. 11 *bis* del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35, introdotto dalla legge di conversione 14 maggio 2005, n. 80;
- l'art. 133 del codice penale;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97 contenente "*Disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti di formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi dell'art. 2, comma 27, della legge 14 novembre 1995, n. 481 recante norme per la concorrenza e regolazione dei servizi di pubblica utilità*";
- l'art. 15 della legge 10 ottobre 1990, n. 287;
- l'art. 23 del regolamento (CE) n. 1/2003 del Consiglio, del 16 dicembre 2002.

**Considerato:**

- l'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95, fatta salva l'applicazione delle norme del codice penale ("salvo che il fatto costituisca reato") attribuisce all'Autorità il potere di irrogare sanzioni amministrative pecuniarie "in caso di inosservanza dei propri provvedimenti o in caso di mancata ottemperanza da parte dei soggetti esercenti il servizio, alle richieste di informazioni o a quelle connesse all'effettuazione dei controlli, ovvero nel caso in cui le informazioni e i documenti acquisiti non siano veritieri";
- lo stesso art. 2, comma 20, lett. c), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità irroghi sanzioni amministrative pecuniarie "non inferiori nel minimo a lire 50 milioni e non superiori a lire 300 miliardi" (ora comprese fra tra un minimo di euro 25.822,84 ed un massimo di euro 154.937.069,73);
- il legislatore quindi ha stabilito in via generale l'importo minimo e l'importo massimo delle sanzioni amministrative pecuniarie che possono essere irrogate dall'Autorità, senza individuare un minimo ed un massimo edittale con riferimento a ciascuna tipologia di infrazioni, lasciando quindi all'Autorità un'ampia discrezionalità nel determinare l'entità della sanzione da applicare alle diverse tipologie di infrazioni e alle singole fattispecie;
- l'art. 12 della legge n. 689/81 prevede che le disposizioni su "le sanzioni amministrative" di cui al primo capo della legge medesima si osservano "in quanto applicabili e salvo che non sia diversamente stabilito" per tutte le violazioni per le quali sia prevista la sanzione amministrativa del pagamento di una somma di denaro;
- in conformità con la clausola di salvaguardia di cui all'art. 12 della legge n. 689/81 ("salvo che non sia diversamente stabilito"), l'art. 11 bis del decreto-legge n. 35/05, introdotto dalla legge di conversione n. 80/05, dispone che "alle sanzioni previste dall'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481, non si applica quanto previsto dall'art. 16 della legge 24 novembre 1981, n. 689", ossia il "pagamento in misura ridotta" (c.d. oblazione);

- l'art. 11 della legge n. 689/81, rubricato "criteri per l'applicazione delle sanzioni amministrative pecuniarie", prevede che "nella determinazione della sanzione amministrativa pecuniaria fissata dalla legge tra un limite minimo ed un limite massimo e nell'applicazione delle sanzioni accessorie facoltative, si ha riguardo alla gravità della violazione, all'opera svolta dall'agente per l'eliminazione o attenuazione delle conseguenze della violazione, nonché alla personalità dello stesso e alle sue condizioni economiche";
- il citato art. 11 della legge n. 689/81 prevede dunque che l'entità della sanzione debba essere determinata sulla base di quattro criteri: 1) gravità della violazione; 2) opera svolta dall'agente per l'eliminazione o attenuazione delle conseguenze della violazione; 3) personalità dell'agente; 4) condizioni economiche dell'agente;
- l'applicazione di tali criteri alla singola fattispecie è rimessa alla valutazione discrezionale dell'autorità amministrativa chiamata ad irrogare la sanzione;
- l'Autorità, al fine di assicurare la trasparenza e la coerenza delle proprie decisioni, ritiene opportuno orientare la propria discrezionalità in merito alla quantificazione delle sanzioni entro un quadro chiaro, non discriminatorio e finalizzato agli obiettivi ad essa affidati dalla legge, tenuto conto della prassi amministrativa e degli orientamenti giurisprudenziali sinora formatisi;
- il potere sanzionatorio dell'Autorità serve a garantire il rispetto della regolazione, pertanto, le sanzioni pecuniarie devono avere un carattere afflittivo idoneo ad assicurare il necessario effetto dissuasivo, sia nei confronti dell'impresa destinataria del provvedimento sanzionatorio (funzione di prevenzione speciale), sia nei confronti della generalità degli altri operatori (funzione di prevenzione generale);
- al fine di rendere effettiva la funzione preventiva di cui al precedente punto ed in applicazione del generale principio di sostenibilità della sanzione, l'Autorità intende fissare alcuni principi per orientare la propria discrezionalità nella commisurazione della sanzione alle capacità economiche dell'agente;
- l'art. 15, comma 1, della legge n. 287/90 e l'art. 23, par. 2, del regolamento (CE) n. 1/2003 fissano quale limite massimo delle sanzioni in materia antitrust il dieci per cento (10%) del fatturato realizzato dall'impresa nell'esercizio chiuso anteriormente alla data di avvio del procedimento sanzionatorio;
- l'Autorità, in conformità alla prassi amministrativa finora invalsa, ritiene opportuno adottare il suddetto limite massimo nell'esercizio del proprio potere sanzionatorio ancorché non risulti superato il limite massimo di euro 154.937.069,73 previsto dall'art. 2, comma 20, lettera c) della legge n. 481/95 e fermo restando il limite minimo di euro 25.822,84;
- per una corretta applicazione dei criteri fissati dall'art. 11 della legge n. 689/81 appare opportuno seguire una metodologia articolata in due momenti (di cui all'Allegato B, "Tabella"): 1) fissazione dell'importo base della sanzione in ragione della gravità della violazione e delle condizioni economiche dell'agente; 2) applicazione di maggiorazioni o riduzioni della sanzione in base alla personalità dell'agente e all'opera svolta per l'eliminazione o attenuazione delle conseguenze dell'illecito;
- l'applicazione dei suddetti criteri non può comportare l'irrogazione di una sanzione superiore al 10% del fatturato realizzato dall'impresa nell'ultimo esercizio chiuso anteriormente alla data di avvio del procedimento sanzionatorio e comunque non inferiore a 25.822,84 euro né superiore a 154.937.069,73 euro;

- il carattere strumentale dell'attività sanzionatoria rispetto alla regolazione del mercato può rendere recessivo l'interesse all'irrogazione di una sanzione di elevato importo rispetto all'interesse ad ottenere un miglioramento delle condizioni dei mercati regolamentati o un più efficace perseguimento degli obiettivi affidati all'Autorità;
- ai fini della quantificazione della sanzione nel rispetto dei limiti e criteri fissati dalla legge, l'Autorità può ritenere meritevoli di apprezzamento sotto il profilo della personalità dell'agente le iniziative che l'impresa, nel corso del procedimento sanzionatorio, dichiari di voler assumere per il raggiungimento dei fini di cui al precedente punto

**DELIBERA**

1. di adottare le "Linee guida sull'applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi dell'art. 2, comma 20, lett. c), della legge 14 novembre 1995, n. 481" di cui all'*Allegato A* e all'*Allegato B* alla presente deliberazione;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 2 ottobre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**Articolo 1**
**Importo base**

1.1. L'importo base delle sanzioni irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi dell'art. 2, comma 20, lett. c) della legge n. 481/95 è determinato in ragione della gravità della violazione e delle condizioni economiche dell'agente.

**Articolo 2**
*Gravità della violazione*

2.1 La gravità dell'infrazione si desume:

a) dalla natura dell'interesse tutelato dalla norma violata;
b) dalla durata della violazione (breve, media o lunga), dalla sua estensione territoriale (locale, regionale o nazionale), anche avuto riguardo, ove possibile, al numero di clienti coinvolti, e dalle altre modalità con le quali si realizza la lesione dell'interesse tutelato;
c) dalla rilevanza degli eventuali effetti pregiudizievoli sul mercato, sugli utenti, sui clienti finali o sull'azione amministrativa dell'Autorità, i quali si distinguono in tenui, gravi o gravissimi;
d) dagli indebiti vantaggi, economici e non, conseguiti dall'agente in conseguenza della violazione;
e) dal grado di colpevolezza dell'agente, la cui maggiore intensità può desumersi, tra le altre circostanze, dal ruolo apicale ricoperto nell'impresa dall'autore materiale della violazione, dall'assenza di modelli di organizzazione e di gestione idonei a prevenire violazioni della stessa specie, dal tentativo di occultare la violazione.

**Articolo 3**
*Condizioni economiche dell'agente e calcolo della sanzione finale*

3.1 L'importo base della sanzione viene determinato tenendo conto della sua incidenza percentuale sul fatturato dell'impresa nell'ultimo esercizio che precede l'avvio del procedimento sanzionatorio.
3.2 L'importo base della sanzione, determinato ai sensi del precedente comma, viene aumentato o diminuito in ragione della personalità dell'agente e dell'eventuale opera da esso svolta per l'eliminazione o attenuazione delle conseguenze della violazione.
3.3 La sanzione finale non può essere superiore al 10% del fatturato realizzato dall'impresa nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio e comunque non può essere inferiore a 25.822,84 euro né superiore a 154.937.069,73 euro.

**Articolo 4**
*Concorso di fatti rilevanti per la quantificazione della sanzione*

4.1 Se più fatti concorrono all'aumento o alla diminuzione della sanzione l'aumento o la diminuzione viene calcolato sull'importo risultante dall'aumento o dalla diminuzione precedente.
4.2 Ai fini della quantificazione della sanzione, lo stesso fatto può essere valutato una sola volta nell'ambito del medesimo procedimento e in base ad uno solo dei criteri di cui all'art. 11 della legge n. 689/81.

**Articolo 5**
*Personalità dell'agente*

5.1 Ai sensi dell'art. 11 della legge n. 689/81, l'importo base della sanzione viene aumentato o diminuito in considerazione di tutte le circostanze dalle quali si possa desumere il grado di inclinazione del soggetto alla violazione della regolazione.

5.2 Ai fini dell'applicazione del comma precedente, l'importo base della sanzione viene diminuito come segue:

a. di un valore non superiore alla metà se l'impresa denuncia all'Autorità la propria violazione, sempre che l'Autorità non disponga già di informazioni al riguardo e sempre che l'esercente cessi la condotta illecita e, ove possibile, ripristini la situazione anteriore alla violazione;

b. di un valore non superiore ad un terzo se l'impresa coopera in modo efficace all'attività istruttoria;

c. di un valore non superiore alla metà se l'impresa dimostra di aver posto in essere una condotta meritevole di apprezzamento volta al miglioramento delle condizioni dei mercati regolamentati o comunque utile al più efficace perseguimento degli interessi affidati all'Autorità.

5.3 Nella determinazione della diminuzione di cui alla lettera c) del comma 2 del presente articolo si tiene conto dei seguenti elementi: a) benefici derivanti dall'iniziativa; b) oneri dell'iniziativa per l'impresa; c) assunzione dell'impegno prima o dopo la "comunicazione delle risultanze istruttorie" ai sensi dell'art. 16 del decreto del Presidente della Repubblica n. 244/01.

5.4 Ai fini dell'applicazione del primo comma del presente articolo l'importo base della sanzione viene aumentato:

a. fino al doppio se l'impresa ha precedentemente commesso una o più violazioni dello stesso tipo;

b. di un valore fino ad un quarto se l'impresa ha precedentemente commesso una o più violazioni di tipo diverso.

5.5 Le circostanze di cui ai commi secondo e quarto del presente articolo non esauriscono la gamma di elementi che l'Autorità può prendere in considerazione nel valutare la personalità dell'agente ai fini dell'aumento o della diminuzione della sanzione.

**Articolo 6**

*Iniziative meritevoli di apprezzamento*

6.1 Nel valutare la personalità dell'agente ai sensi del primo comma dell'art. 5, l'Autorità può tenere conto, ove le ritenga meritevoli di apprezzamento, anche delle eventuali iniziative che l'impresa dichiari di voler assumere per il miglioramento delle condizioni dei mercati regolamentati o comunque utili al più efficace perseguimento degli interessi affidati all'Autorità.

6.2 L'importo base della sanzione può essere ridotto anche qualora l'impresa, trovandosi nell'impossibilità di mettere in atto l'iniziativa di cui al precedente comma entro il termine di conclusione del procedimento, si impegni a portarla a compimento nel termine fissato dall'Autorità. In questo caso la sanzione può essere diminuita di un valore non superiore alla metà tenendo conto dei seguenti elementi: a) benefici derivanti dall'iniziativa; b) oneri dell'iniziativa per l'impresa; c) assunzione dell'impegno prima o dopo la "comunicazione delle risultanze istruttorie" ai sensi dell'art. 16 del decreto del Presidente della Repubblica n. 244/01.

6.3 In caso di mancata, inesatta o tardiva realizzazione delle iniziative di cui al comma precedente, l'Autorità può avviare un procedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lett. c) della legge n. 481/95 per l'applicazione di una sanzione almeno pari al doppio della differenza tra la sanzione che l'Autorità avrebbe irrogato qualora non avesse considerato meritevoli di apprezzamento le suddette iniziative e la sanzione concretamente irrogata.

**Articolo 7**

*Ravvedimento operoso*

7.1 Ai sensi dell'art. 11 della legge n. 689/81, l'importo base della sanzione può essere diminuito se l'impresa ha eliminato o attenuato le conseguenze della violazione.

7.2 Se il ravvedimento operoso è iniziato prima dell'avvio del procedimento la sanzione è diminuita di un valore non superiore ad un terzo; se il ravvedimento operoso è iniziato dopo l'avvio del procedimento, anche in adempimento di un'intimazione, la sanzione è diminuita di un valore non superiore ad un quarto.

**Articolo 8**

*Ambito di applicazione delle linee guida*

9.1 Le presenti linee guida vengono pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, nonché sul sito internet dell'Autorità, e si applicano ai procedimenti pendenti in fase istruttoria alla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale e a quelli avviati in data successiva.

9.2 L'esigenza di ottenere un particolare effetto dissuasivo o di valorizzare iniziative dell'impresa che l'Autorità ritenga meritevoli di particolare apprezzamento può giustificare motivate deroghe nell'applicazione delle presenti linee guida in ragione della specificità del caso.

**Allegato B**

**Tabella per il calcolo delle sanzioni**

<table>
<tr><td colspan="4">I fase: fissazione dell'importo base della sanzione (BS) in ragione della gravità della violazione e delle condizioni economiche dell'agente (incidenza BS su fatturato)</td></tr>
<tr><td>Criteri di gravità</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>1. Durata</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>2. Estensione territoriale</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>3. Modalità specifiche</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>4. Effetti pregiudizievoli</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>5. Indebito vantaggio</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>6. Grado di colpevolezza dell'esercente</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="4">II fase: calcolo della sanzione finale (S)→applicazione a BS degli eventuali elementi aggravanti (AG) e/o attenuanti (AT)<br>S = BS + AG – AT</td></tr>
<tr><td colspan="2">Tipo di "circostanza"</td><td colspan="2">Valore della "circostanza"</td></tr>
<tr><td rowspan="6">AT</td><td rowspan="4">Personalità</td><td>Autodenuncia</td><td>AT≤1/2 BS</td></tr>
<tr><td>Cooperazione</td><td>AT≤1/3 BS</td></tr>
<tr><td>Condotte migliorative</td><td>AT≤1/2 BS</td></tr>
<tr><td>Iniziative meritevoli di apprezzamento</td><td>AT≤1/2 BS</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Opera svolta</td><td>Prima dell'avvio</td><td>AT≤1/3 BS</td></tr>
<tr><td>Dopo l'avvio</td><td>AT≤1/4 BS</td></tr>
<tr><td rowspan="2">AG</td><td rowspan="2">Personalità</td><td>Recidiva specifica</td><td>AG ≤ 1/2 BS</td></tr>
<tr><td>Recidiva generica</td><td>AG ≤ 1/ 4BS</td></tr>
</table>

**08A07488**

DELIBERAZIONE 22 settembre 2008.

**Disposizioni in materia di aggiornamento del contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004.** (EEN 31/08).

## L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 settembre 2008

**Visti:**

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- i decreti ministeriali 24 aprile 2001;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164";
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21 dicembre 2007 di revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (di seguito: decreto ministeriale 21 dicembre 2007);
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 recante "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE" (di seguito: decreto legislativo n. 115/08);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 luglio 2001, n. 156/01;
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2001, n. 157/01;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 103/03);
- la deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2004, n. 219/04 (di seguito: deliberazione n. 219/04);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 345/07 (di seguito: deliberazione 345/07);
- la deliberazione dell'Autorità 16 aprile 2008, EEN 5/08 di approvazione del Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali di titoli di efficienza energetica;
- il rapporto di monitoraggio del mercato dei titoli di efficienza energetica relativo al primo semestre 2008, pubblicato dal Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (di seguito: GME) in ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 4 del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, e visti i dati relativi alle transazioni bilaterali trasmessi dal GME alla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità (di seguito: primo rapporto semestrale del GME).

**Considerato che:**

- l'articolo 3, comma 2, della deliberazione n. 219/04 prevede che entro il 30 settembre di ogni anno l'Autorità può aggiornare il valore del contributo tariffario unitario riconosciuto, ai sensi del medesimo provvedimento, ai distributori soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 (di seguito: distributori obbligati);
- l'articolo 3, comma 3, della deliberazione n. 219/04, prevede che il valore aggiornato del contributo tariffario unitario entra in vigore a decorrere dal 1° giugno dell'anno solare successivo a quello della sua pubblicazione sul sito internet dell'Autorità;

- l'articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, ha abrogato l'articolo 9, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 ed ha previsto che i costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti trovano copertura sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, secondo criteri stabiliti dall'Autorità e che tengono conto degli obiettivi di cui a tale decreto, del prezzo medio delle transazioni dei titoli di efficienza energetica, dell'evoluzione dei prezzi dell'energia, dei risultati conseguiti, delle conoscenze acquisite dall'Autorità sui costi per la realizzazione dei progetti e della necessità di offrire condizioni omogenee per la realizzazione dei progetti a tutti i soggetti di cui all'articolo 8 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004;
- con la deliberazione n. 345/07, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di aggiornamento del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per la realizzazione dei progetti di risparmio energetico a partire dagli obiettivi relativi all'anno 2009, rendendo disponibili documenti per la consultazione contenenti proposte in materia e convocando, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, audizioni per la consultazione dei soggetti interessati;
- l'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 345/07, ha introdotto in capo ai distributori obbligati un obbligo di registrazione dei contratti bilaterali conclusi ai fini del conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico a partire dall'anno 2007;
- dall'esame delle comunicazioni ad oggi ricevute dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità ai sensi di quanto indicato al precedente alinea, relative ad oltre cinquanta accordi bilaterali, è emersa la necessità di procedere ad ulteriori analisi ed approfondimenti in merito alla completezza e correttezza dei contenuti di tali comunicazioni, al fine di valutarne la significatività per la determinazione del contributo tariffario da erogarsi nell'anno 2009;
- l'articolo 4, comma 5, della deliberazione n. 345/07, ha previsto che, a partire dal 1° aprile 2008, i soggetti ammessi ad operare nel Registro dei titoli di efficienza energetica comunicano al GME, unitamente alle quantità di titoli scambiate attraverso contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio, estendendo tale obbligo a tutte le transazioni bilaterali concluse a partire dalla data di entrata in vigore del provvedimento;
- dai dati acquisiti fino all'agosto 2008 dal GME, e da questi trasmessi alla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità, è emersa la necessità di procedere ad analisi ed elaborazioni ulteriori rispetto a quelle oggetto di pubblicazione nel primo rapporto semestrale del GME, al fine di valutare la significatività dei prezzi di scambio dei titoli di efficienza energetica per la determinazione del contributo tariffario da erogarsi nell'anno 2009;
- l'articolo 7, comma 3, del decreto legislativo n. 115/08 prevede che, ai fini dell'applicazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, il risparmio di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione è equiparato al risparmio di gas naturale;
- dalle analisi effettuate in merito agli impatti della disposizione di cui al precedente alinea sul vigente quadro regolatorio del mercato dei titoli di efficienza energetica e, in particolare, sulle deliberazioni n. 103/03 e n. 219/04, è emersa la necessità di effettuare ulteriori approfondimenti.

**Ritenuto che:**

- al fine di svolgere i predetti approfondimenti, sia necessario derogare a quanto previsto dall'articolo 3, comma 2, della deliberazione n. 219/04 in materia di termini per l'aggiornamento del contributo tariffario, posticipando tali termini al 31 dicembre limitatamente all'aggiornamento da effettuarsi nell'anno 2008;
- il differimento dei termini di cui al precedente alinea si renda necessario anche al fine di rendere disponibili eventuali documenti per la consultazione contenenti proposte in materia di aggiornamento del contributo tariffario

**DELIBERA**

1. di differire il termine di cui all'articolo 3, comma 2, della deliberazione n. 219/04 al 31 dicembre, limitatamente all'aggiornamento da effettuarsi nell'anno 2008;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 22 settembre 2008

*Il presidente:* ORTIS

**08A07489**

ITALO ORMANNI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G803203/1) Roma, 2008 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

— presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;

— presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sul sito www.ipzs.it, al collegamento rete di vendita (situato sul lato destro della pagina).

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

## CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2009 (salvo conguaglio) (*)

### GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

| | | CANONE DI ABBONAMENTO |
|---|---|---|
| **Tipo A** | Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari: | |
| | *(di cui spese di spedizione € 257,04)* | - annuale € **438,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 128,52)* | - semestrale € **239,00** |
| **Tipo A1** | Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi: | |
| | *(di cui spese di spedizione € 132,57)* | - annuale € **309,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 66,28)* | - semestrale € **167,00** |
| **Tipo B** | Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale: | |
| | *(di cui spese di spedizione € 19,29)* | - annuale € **68,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 9,64)* | - semestrale € **43,00** |
| **Tipo C** | Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE: | |
| | *(di cui spese di spedizione € 41,27)* | - annuale € **168,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 20,63)* | - semestrale € **91,00** |
| **Tipo D** | Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali: | |
| | *(di cui spese di spedizione € 15,31)* | - annuale € **65,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 7,65)* | - semestrale € **40,00** |
| **Tipo E** | Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni: | |
| | *(di cui spese di spedizione € 50,02)* | - annuale € **167,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 25,01)* | - semestrale € **90,00** |
| **Tipo F** | Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, ed ai fascicoli delle quattro serie speciali: | |
| | *(di cui spese di spedizione € 383,93)* | - annuale € **819,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 191,46)* | - semestrale € **431,00** |
| **Tipo F1** | Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali: | |
| | *(di cui spese di spedizione € 264,45)* | - annuale € **682,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 132,22)* | - semestrale € **357,00** |

**N.B.:** L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
**Integrando con la somma di** € **80,00** il versamento relativo al tipo di abbonamento alla *Gazzetta Ufficiale* - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2009.**

### CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

### PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

| Prezzi di vendita: | | |
|---|---|---|
| | serie generale | € 1,00 |
| | serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione | € 1,00 |
| | fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico | € 1,50 |
| | supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione | € 1,00 |
| | fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione | € 1,00 |
| | fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico | € 6,00 |

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

**5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI**

| | |
|---|---|
| *(di cui spese di spedizione € 127,00)* | - annuale € **295,00** |
| *(di cui spese di spedizione € 73,00)* | - semestrale € **162,00** |

**GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II**

| | |
|---|---|
| *(di cui spese di spedizione € 39,40)* | - annuale € **85,00** |
| *(di cui spese di spedizione € 20,60)* | - semestrale € **53,00** |

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

### RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo € **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5% € **180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione) € 18,00
I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

**N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.**

*RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO*

**ABBONAMENTI UFFICI STATALI**
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.